

2018-02

ALTERNATIVAS A LA FORMULACIÓN DEL INFORME DE COSTOS DE CONEXIÓN PARA LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD) CONECTADOS A LA RED DE MEDIA TENSIÓN

MARCOS LETELIER, PABLO IGNACIO

<https://hdl.handle.net/11673/49411>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

DEPARTAMENTO DE ELECTRICA

SANTIAGO – CHILE



ALTERNATIVAS A LA FORMULACIÓN DEL INFORME DE
COSTOS DE CONEXIÓN PARA LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD) CONECTADOS A LA RED
DE MEDIA TENSIÓN

PABLO IGNACIO MARCOS LETELIER

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

PROFESORES GUIAS: ESTEBAN GIL.
DR. PATRICIO VALDIVIA

CORREFERENTE: SEBASTIAN NOVOA

FEBRERO 2018

Dedicatoria:

Esta memoria, sin duda, no sólo ha sido realizada por mí, llegar a este momento de mi vida ha sido complicado, pero siempre conté con el apoyo de gente importante, desde el comienzo de mi carrera. Si bien no podré agradecer a todas, quiero destacar a las más importantes.

Quiero agradecer a Giovi, mi señora, quien estuvo conmigo desde que no sabía que estudiar, en los momentos más complicados, en los que a veces faltaba hasta la comida, pero junto a mí, independiente de todo, poniéndole el hombro a la vida y apoyándome para salir adelante. Sin ella probablemente esto no lo podría haber conseguido.

A Federico H., Sebastián M. y al Maximiliano B. quienes son mis amigos y fueron mis compañeros de estudio durante casi toda la carrera, gracias por apoyarme incluso cuando a veces no había tenido tiempo ni para estudiar.

Quiero agradecer a mis amigos Nicolás Salazar y Matías Figueroa con quienes nos prometimos lograr titularnos todos, y por fin, se cumple esa promesa. Nunca olvidaré todo lo que hicieron por mí, cuando más solo me sentía.

A los espartanos el Linares, Urru, Chino, Coke y Rorro que nos mantuvimos luchando contra los ramos durante toda la carrera. Estudiando juntos y dejando el camellismo de lado. Tardes interminables de sólo estudiar y conversar de la vida.

A los plan común la Cata, el Martin, Ayrton, Senti, Kichar, Seba, Chico y al Negro que si bien al final de la universidad ya no los veía tanto, al comienzo fueron mi primer grupo de amigos.

A las tías del casino, por darme comida aunque a veces no tenían por qué hacerlo.

A las asistentes sociales, en especial a Carmen G., quien me apoyó con todos mis problemas en las que ella podía influir.

A mi equipo de Común y Corriente, Daniel S., Pablo B., Luis V., Máximo M. por todas las alegrías conseguidas durante los campeonatos Dioses del Olimpo y por ser mis amigos dentro y fuera de la universidad. Por las eternas tardes de estudio y por las incontables partidas de PES en las que les dí clases.

A quienes llegaron a mí sin que yo los esperara, Aleja S. sus palabras de aliento, alegría y ánimos me llenaron de energía para continuar mi carrera.

A quien me mostró qué es lo que es ser un profesor, Mario S. QEPD.

A mis abuelitos, quienes me apoyaron y se sintieron orgullosos de mí durante todo el tiempo que duró mi carrera.

A la gente de pañol, a la gente de biblioteca y a todos los que agregaron un granito de arena.

Por difícil que se vea, nunca debes rendirte, lucha hasta el final y lograrás lo que te propones.

Pablo.

Resumen

La hipótesis que da sentido a este trabajo es que el desarrollo masivo de la generación distribuida en Chile se ha visto obstaculizado por fallas en la regulación de este tipo de generación eléctrica, dado que se están provocado enormes “listas de espera” para poder conectarse a los alimentadores. Sin considerar que muchos de estos proyectos finalmente no se construyen.

Para conocer a que se enfrentan realmente los proyectos de generación, es que se simula el caso real de un Pequeño Medio de Generación Distribuida (desde ahora PMGD) mediante el software DigSILENT. El proyecto Eléctrica Altos de Tiltil es un proyecto de 3 MW que se conectará a las redes de media tensión de Enel Distribución, específicamente en Batuco, donde existen otros 3 PMGD con Informe de Costos de Conexión (desde ahora “ICC”) aprobada que no se encuentran en construcción, por lo tanto es exactamente el caso que se propone solucionar.

Al realizar los estudios con la normativa actual, se puede dar cuenta que hay que realizar adecuaciones en la red para la conexión del proyecto. Sin embargo estos estudios consideran que todos los proyectos con ICC aprobada se construyen. Dado esto, se realizan distintos escenarios, en los cuales se considera que se construyen de manera secuencial los proyectos con ICC aprobada que se encuentran actualmente en el alimentador.

Finalmente, se logró dilucidar que existen adecuaciones que se debían realizar antes de que el PMGD Tiltil se conectara a la red. Dados estos resultados, y la experiencia internacional, se propone 2 alternativas a la formulación de los costos de conexión traspasados al desarrollador del PMGD. La primera considera que las adecuaciones del alimentador, se realicen de manera secuencial según qué proyectos se construyen realmente. Y la segunda alternativa propone que la distribuidora se haga cargo de los costos de las adecuaciones, traspasando estos costos a los peajes de distribución.

Según esto, se podría decir que la alternativa 1 se podría presentar como un artículo transitorio mientras que la segunda, un artículo definitivo que se incluya en la normativa de PMGD.

Con ello se logrará descongestionar las listas de espera de los alimentadores evitando a los desarrolladores incurrir en costos innecesarios provocados por los proyectos fantasma que existen para guardar cupos en los alimentadores y no para construir proyectos.

PALABRAS CLAVES: PMGD, ICC, DigSILENT, Distribución.

Abstract

The hypothesis that gives meaning to this work is that the massive development of distributed generation in Chile has been hampered by failures in the regulation of this type of power generation, given that huge "queues" or "waiting lists" are being caused to be able to connect to the feeders. Without considering that many of these projects are not finally built.

To know what the generation projects are really facing, the real case of a PMGD is simulated using the DigSILENT software. The project "Eléctrica Altos de Tiltil" is a 3 MW project that will be connected to the medium voltage networks of "Enel Distribución", specifically in "Batuco" feeder, where there are 3 other PMGD with approved ICC that are not under construction. Therefore this is exactly the case that is proposed to solve.

When carrying out the studies with the current regulations, it can be realized that adjustments have to be made in the network for the connection of the project. However, these studies consider that all projects with approved ICC are built. Given this, different scenarios are carried out, in which it is considered that projects with approved ICC that are currently in the feeder are sequentially constructed.

Finally, it was possible to elucidate that there are adjustments that had to be made in Batuco before the PMGD Tiltil is connected to the network. Given these results, and international experience, 2 alternatives to the formulation of the connection costs transferred to the PMGD developer are proposed. The first considers that the adjustments of the feeder are made sequentially according to which projects are actually built. And the second alternative proposes that the distributor take charge of the costs of the adjustments, transferring these costs to the distribution tolls.

According to this, it could be said that alternative 1 could be presented as a transitory article while the second, a definitive article that is included in the PMGD regulations.

This will decongest the waiting lists of the feeders avoiding the developers to incur unnecessary costs caused by the phantom projects that exist to keep quotas in the feeders and not necessarily to build projects.

KEYWORDS: PMGD, ICC, DigSILENT, Distribution.

Glosario

PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuida
NTCO	Norma Técnica de Conexión y Operación
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CSFV	Central Solar Fotovoltaica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SD	Sistema de Distribución
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
S/E	Sub-Estación
MP	Máxima Potencia
DC	Corriente Continua
AC	Corriente Alterna
MW	MegaWatts
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SCR	Solicitud de Conexión a la Red
INS	Impacto No Significativo
ICC	Informe de Costos de Conexión
FR	Factor de Referenciación
DS	Decreto Supremo
CNE	Comisión Nacional de Energía
RCA	Resolución de Calificación Ambiental
Kv	Kilovolt
SL	Slack, para Barra Slack
FP	Factor de Potencia
VAD	Valor Agregado de Distribución

Índice

DEDICATORIA:	1
RESUMEN	3
GLOSARIO	7
1 INTRODUCCIÓN	17
1.1 OBJETIVOS	20
1.1.1 <i>Objetivos Principales</i>	20
1.1.2 <i>Objetivos Secundarios</i>	21
2 BARRERAS PARA LA CONEXIÓN DE UN PMGD	22
2.1 DEMORA EN LOS TIEMPOS PARA OBTENER LA INFORMACIÓN.	26
2.2 RESERVAS DE CUPO POR PARTE DE PROYECTOS FANTASMA	27
2.3 DIFERENCIAS Y DESACTUALIZACIÓN EN LA INFORMACIÓN ENTREGADA POR LAS DISTRIBUIDORAS.	30
2.4 PROBLEMAS CON LOS PERMISOS AMBIENTALES.	31
2.5 FORMA DE CÁLCULO PARA FACTORES DE REFERENCIACIÓN.	31
3 SIMULACIÓN ESCENARIO REAL, AL CUAL SE ENFRENTA UN PMGD	33
3.1 DESCRIPCIÓN DE S/E BATUCO	33
3.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR.....	34
3.2.1 <i>Desconectador cuchilla, traspaso de carga Polpaico</i>	35
3.2.2 <i>Desconectador cuchilla, traspaso de carga Rungue</i>	35
3.3 MODELADO DE LOS EQUIPOS Y COMPONENTES DEL SISTEMA EN EL SOFTWARE.....	36
3.3.1 <i>Subestación Batuco</i>	36
3.3.2 <i>Grupos fotovoltaicos</i>	37
3.4 MODELO DE MINERA SAN PEDRO Y PMGD TIL-TIL	40
3.4.1 <i>Modelo minera San Pedro</i>	40
3.4.2 <i>Modelo PMGD Til-Til</i>	41
3.4.3 <i>Modelo Transformador PMGD</i>	43
3.5 DEMANDAS ALIMENTADOR BATUCO	43
3.6 OBRAS PROYECTADAS EN EL ALIMENTADOR	45
3.7 ESCENARIOS PROPUESTOS DE ACUERDO A LA NTCO.....	45
4 SIMULACIÓN ESCENARIOS PROPUESTOS DE ACUERDO A LA NTCO	48
4.1 NIVELES DE TENSIÓN EN EL ALIMENTADOR, ESCENARIOS A.....	48
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA ESCENARIOS DE ESTUDIO A	50
4.3 VARIACIÓN DE CARGA EN ALIMENTADOR, ESCENARIOS A	51
4.4 NIVELES DE TENSIÓN EN EL ALIMENTADOR, ESCENARIOS B	52
4.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA ESCENARIOS DE ESTUDIO B	56
4.6 VARIACIÓN DE CARGA EN ALIMENTADOR, ESCENARIOS B	57
4.7 OBRAS DE ADECUACIÓN PROPUESTAS ESCENARIOS A Y B	60
4.7.1 <i>Reemplazo de conductores</i>	60
4.7.2 <i>Instalación de un Banco Regulador de tensión</i>	60
4.8 EVALUACIÓN DE VARIACIONES PROPUESTAS EN LA RED.....	62

4.9	ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LOS CASOS DE ESTUDIO C	63
4.10	VARIACIÓN DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE REPERCUSIÓN	64
5	ESTUDIO DE ESCENARIOS DE CONSTRUCCIÓN DE PROYECTOS.....	65
5.1	CASO BASE	66
5.1.1	<i>Análisis de resultados para el caso de estudio.....</i>	<i>69</i>
5.1.2	<i>Variación de Carga en Alimentador Batuco.</i>	<i>69</i>
5.1.3	<i>Obras de Adecuación Propuestas.....</i>	<i>71</i>
5.1.4	<i>Reemplazo de conductores.....</i>	<i>71</i>
5.1.5	<i>Instalación de un Banco Regulador de tensión.....</i>	<i>71</i>
5.1.6	<i>Comparación de resultados para el caso de estudio.....</i>	<i>73</i>
5.1.7	<i>Variación de Carga en Alimentador Batuco.</i>	<i>74</i>
5.2	ESCENARIO 1	74
5.2.1	<i>Resultados estudio de flujos de potencia</i>	<i>75</i>
5.2.2	<i>Análisis de resultados para el caso de estudio.....</i>	<i>75</i>
5.2.3	<i>Variación de Carga en Alimentador Batuco.</i>	<i>75</i>
5.2.4	<i>Obras de Adecuación Propuestas.....</i>	<i>77</i>
5.2.5	<i>Variación de Tensión en el Punto de Repercusión.....</i>	<i>77</i>
5.3	ESCENARIO 2	78
5.3.1	<i>Análisis de resultados para el caso de estudio.....</i>	<i>78</i>
5.3.2	<i>Variación de Carga en Alimentador Batuco.</i>	<i>79</i>
5.3.3	<i>Obras de Adecuación Propuestas Caso 2.....</i>	<i>80</i>
5.3.4	<i>Reemplazo de conductores.....</i>	<i>80</i>
5.3.5	<i>Variación de Tensión en el Punto de Repercusión.....</i>	<i>81</i>
5.4	ESCENARIO 3	82
5.4.1	<i>Análisis de resultados para el caso de estudio.....</i>	<i>83</i>
5.4.2	<i>Variación de Carga en Alimentador Batuco.</i>	<i>83</i>
5.4.3	<i>Análisis de resultados para el escenario de estudio.....</i>	<i>84</i>
5.4.4	<i>Obras de Adecuación Propuestas.....</i>	<i>85</i>
5.4.5	<i>Variación de Tensión en el Punto de Repercusión.....</i>	<i>85</i>
5.5	ESCENARIO 4	86
5.5.1	<i>Análisis de resultados para el caso de estudio.....</i>	<i>87</i>
5.5.2	<i>Variación de Carga en Alimentador Batuco.</i>	<i>87</i>
5.5.3	<i>Análisis de resultados para el escenario de estudio.....</i>	<i>88</i>
5.5.4	<i>Obras de Adecuación Propuestas.....</i>	<i>88</i>
5.5.5	<i>Variación de Tensión en el Punto de Repercusión.....</i>	<i>89</i>
5.6	ESCENARIO 5	90
5.6.1	<i>Análisis de resultados para el caso de estudio.....</i>	<i>91</i>
5.6.2	<i>Variación de Carga en Alimentador Batuco.</i>	<i>91</i>
5.6.3	<i>Reemplazo de conductores.....</i>	<i>93</i>
5.6.4	<i>Variación de Tensión en el Punto de Repercusión.....</i>	<i>93</i>
5.7	ESCENARIO 6	94
5.7.1	<i>Análisis de resultados para el caso de estudio.....</i>	<i>95</i>
5.7.2	<i>Variación de Carga en Alimentador Batuco.</i>	<i>95</i>
5.7.3	<i>Reemplazo de conductores.....</i>	<i>97</i>

5.7.4	<i>Variación de Tensión en el Punto de Repercusión</i>	97
5.8	DIAGRAMA SECUENCIAL RESUMEN	98
6	ALTERNATIVAS AL ARTÍCULO N° 32 DEL DECRETO SUPREMO.....	99
6.1	ALEMANIA.....	99
6.1.1	<i>El procedimiento de conexión en Alemania</i>	101
6.2	ESPAÑA.....	102
6.2.1	<i>El procedimiento de conexión en España</i>	103
6.3	REINO UNIDO	104
6.3.1	<i>El procedimiento de conexión en Reino Unido.</i>	105
6.4	BRASIL.....	106
6.5	GUATEMALA.....	109
6.5.1	<i>El procedimiento de conexión en Guatemala.</i>	110
6.6	NUEVA ZELANDA.....	111
6.6.1	<i>El procedimiento de conexión en Nueva Zelanda.</i>	112
6.7	COSTA RICA.	113
6.8	ALTERNATIVA 1.	117
6.9	ALTERNATIVA 2.	119
7	CONCLUSIONES	122
7.1	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA LA EMPRESA.....	123
7.2	OBSERVACIONES PERSONALES.....	125
7.3	TRABAJOS FUTUROS.....	126
8	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.....	128
9	ANEXOS.....	131

Índice de Ilustraciones

Ilustración 2-1 Diagrama de flujo proceso de conexión [3]. Elaboración propia.....	25
Ilustración 2-2 Estado de formularios 1, 3 y 7, con respecto a los conectados en ese periodo, fuente CNE.....	29
Ilustración 2-3 Caso Enel Distribución, elaboración Enel (4).	30
Ilustración 3-1 Topología de la Red de MT donde se conectará el proyecto. Elaboración ENEL.	34
Ilustración 3-2 Curva de capacidad del PMGD en DIgSILENT	39
Ilustración 3-3 Datos ingresados en DIgSILENT para el modelamiento de PV's	39
Ilustración 3-4 Modelo de la minera ingresado a DIgSILENT.....	40
Ilustración 3-5 Modelo, "GRID" del PMGD TIL-TIL	42
Ilustración 3-6 Datos ingresados para el modelo del transformador del PMGD TiTil.....	43
Ilustración 3-7 Demanda máxima del alimentador Batuco.	44
Ilustración 3-8 Demanda mínima del alimentador Batuco.....	45
Ilustración 3-9 Tabla de escenarios para condición actual del alimentador.....	46
Ilustración 3-10 Tabla de escenarios con traspaso de carga y PMGD en estudio.	47
Ilustración 4-1 Escenario 10A, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima. Elaboración propia.....	49
Ilustración 4-2 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios A. Elaboración propia	51
Ilustración 4-3 Escenario 1B, Tensión máxima, demanda máxima, generación mínima. Elaboración propia.....	53
Ilustración 4-4 Escenario 2B, Tensión media, demanda máxima, generación mínima. Elaboración propia.....	53
Ilustración 4-5 Escenario 3B, Tensión mínima, demanda máxima, generación mínima. Elaboración propia	54
Ilustración 4-6 Escenario 10B, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima. Elaboración propia.....	54
Ilustración 4-7 Escenario 11B, Tensión media, demanda mínima, generación máxima. Elaboración propia.....	55
Ilustración 4-8 Escenario 12B, Tensión mínima, demanda mínima, generación máxima. Elaboración propia	55
Ilustración 4-9 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios 1B, 2B y 3B. Elaboración propia	57
Ilustración 4-10 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios 4B, 5B y 6B. Elaboración propia	58
Ilustración 4-11 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios restantes. Elaboración propia	59
Ilustración 4-12 Referencia de ubicación Regulador de Tensión. Elaboración propia.....	61
Ilustración 4-13 Configuración regulador VR-32 (1).	61
Ilustración 4-14 Configuración regulador VR-32 (2).....	62
Ilustración 5-1 Escenarios posibles según conexión de PMGDs proyectados. Elaboración propia	65
Ilustración 5-2 Caso base 0-1A. Elaboración propia	67
Ilustración 5-3 Caso Base 0-1B. Elaboración propia.....	68
Ilustración 5-4 Caso Base 0-1C. Elaboración propia.....	68
Ilustración 5-5 Variación de carga para el Caso Base. . Elaboración propia	70
Ilustración 5-6 Referencia de ubicación Regulador de Tensión. Elaboración propia.....	72
Ilustración 5-8 Configuración regulador VR-32 (1).....	72
Ilustración 5-8 Configuración regulador VR-32 (2).....	73

Ilustración 5-9 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 1. Elaboración propia	76
Ilustración 5-10 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión para el Escenario 1.	77
Ilustración 5-11 Casos de estudio para el Escenario 2.....	78
Ilustración 5-12 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 2.....	79
Ilustración 5-13 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 2. Elaboración propia	79
Ilustración 5-14 Conductores Sobrecargados > 85%	80
Ilustración 5-15 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 3. Elaboración propia.....	84
Ilustración 5-16 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 4. Elaboración propia.....	88
Ilustración 5-17 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 5. Elaboración propia.....	92
Ilustración 5-18 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 6. Elaboración propia.....	96
Ilustración 5-19 Diagrama de adecuaciones de acuerdo a como se presentan los escenarios. . Elaboración propia	98
Ilustración 6-1 Resumen del capítulo 6.	115
Ilustración 9-1 Escenario 1A, Tensión máxima, demanda máxima, generación mínima.	131
Ilustración 9-2 Escenario 2A, Tensión media, demanda máxima, generación mínima.	132
Ilustración 9-3 Escenario 3A, Tensión mínima, demanda máxima, generación mínima.....	132
Ilustración 9-4 Escenario 4A, Tensión máxima, demanda máxima, generación máxima	133
Ilustración 9-5 Escenario 5A, Tensión media, demanda máxima, generación máxima	133
Ilustración 9-6 Escenario 6A, Tensión mínima, máxima, generación máxima.....	134
Ilustración 9-7 Escenario 7A, Tensión máxima, demanda mínima, generación mínima.....	134
Ilustración 9-8 Escenario 8A, Tensión media, demanda mínima, generación mínima.....	135
Ilustración 9-9 Escenario 9A, Tensión mínima, demanda mínima, generación mínima	135
Ilustración 9-10 Escenario 10A, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima	136
Ilustración 9-11 Escenario 11A, Tensión media, demanda mínima, generación máxima	136
Ilustración 9-12 Escenario 12A, Tensión mínima, demanda mínima, generación máxima.....	137
Ilustración 9-13 Escenario 1B, Tensión máxima, demanda máxima, generación mínima.	138
Ilustración 9-14 Escenario 2B, Tensión media, demanda máxima, generación mínima.	138
Ilustración 9-15 Escenario 3B, Tensión mínima, demanda máxima, generación mínima.	139
Ilustración 9-16 Escenario 4B. Tensión máxima, demanda máxima, generación máxima.....	139
Ilustración 9-17 Escenario 5B, Tensión media, demanda máxima, generación máxima.....	140
Ilustración 9-18 Escenario 6B, Tensión mínima, máxima, generación máxima.....	140
Ilustración 9-19 Escenario 7B, Tensión máxima, demanda mínima, generación mínima	141
Ilustración 9-20 Escenario 8B, Tensión media, demanda mínima, generación mínima	141
Ilustración 9-21 Escenario 9B, Tensión mínima, demanda mínima, generación mínima.....	142
Ilustración 9-22 Escenario 10B, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima.....	142
Ilustración 9-23 Escenario 11B, Tensión media, demanda mínima, generación máxima	143
Ilustración 9-24 Escenario 12B, Tensión mínima, demanda mínima, generación máxima	143
Ilustración 9-25 Escenario 1C, Tensión máxima, demanda máxima, generación mínima.	144
Ilustración 9-26 Escenario 2C, Tensión media, demanda máxima, generación mínima.	145
Ilustración 9-27 Escenario 3C, Tensión mínima, demanda máxima, generación mínima.	145
Ilustración 9-28 Escenario 10C, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima.....	146

Ilustración 9-29 Escenario 11C, Tensión media, demanda mínima, generación máxima.	146
Ilustración 9-30 Escenario 12C, Tensión mínima, demanda mínima, generación máxima.	147
Ilustración 9-31 Caso base 0-1A.....	148
Ilustración 9-32 Caso Base 0-1B	148
Ilustración 9-33 Caso Base 0-1C	149
Ilustración 9-34 Caso Base 0-1D	149
Ilustración 9-35 Caso Base 0-1E.....	150
Ilustración 9-36 Caso Base 0-1F.....	150
Ilustración 9-37 Caso 1-1A	151
Ilustración 9-38 Caso 1-1B.....	151
Ilustración 9-39 Caso 1-1C.....	152
Ilustración 9-40 Caso 1-1D	152
Ilustración 9-41 Caso 1-1E.....	153
Ilustración 9-42 Caso 1-1F.....	153
Ilustración 9-43 Caso 2-1A	154
Ilustración 9-44 Caso 2-1B.....	154
Ilustración 9-45 Caso 2-1C.....	155
Ilustración 9-46 Caso 2-1D	155
Ilustración 9-47 Caso 2-1E.....	156
Ilustración 9-48 Caso 2-1F.....	156
Ilustración 9-49 Caso 4-1A	160
Ilustración 9-50 Caso 4-1B.....	160
Ilustración 9-51 Caso 4-1C.....	161
Ilustración 9-52 Caso 4-1D	161
Ilustración 9-53 Caso 4-1E.....	162
Ilustración 9-54 Caso 4-1F.....	162
Ilustración 9-55 Caso 5-1A	163
Ilustración 9-56 Caso 5-1B.....	163
Ilustración 9-57 Caso 5-1C.....	164
Ilustración 9-58 Caso 5-1D	164
Ilustración 9-59 Caso 5-1E.....	165
Ilustración 9-60 Caso 5-1F.....	165
Ilustración 9-61 Caso 6-1B.....	166
Ilustración 9-62 Caso 6-1D	167
Ilustración 9-63 Caso 6-1E.....	168
Ilustración 9-64 Caso 6-1F.....	168
Ilustración 10-1 Estado de formularios 1, 3 y 7, con respecto a los conectados en ese periodo, fuente CNE.	171
Ilustración 10-2 Caso Enel Distribución, elaboración Enel (4).	172
Ilustración 10-3 Topología de la Red de MT donde se conectará el proyecto	174
Ilustración 10-4 Escenario 10A, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima	174

Ilustración 10-5 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios A 175

Ilustración 10-6 Referencia de ubicación Regulador de Tensión 176

Ilustración 10-7 Escenarios posibles según conexión de PMGDs proyectados. 176

Ilustración 10-8 Diagrama de adecuaciones de acuerdo a como se presentan los escenarios. 177

Ilustración 10-9 Resumen del capítulo 6. 178

Índice de Tablas

Tabla 3-1 Tensiones S/E Batuco, información entregada por la distribuidora. Elaboración propia.	37
Tabla 3-2 Proyectos PMGD con ICC aprobada actualmente en el alimentador	38
Tabla 3-3 Cargas informadas por la Minera. Elaboración propia.	41
Tabla 3-4 Tabla de Demandas entregadas por Enel para el Alimentador.....	43
Tabla 4-1 Resumen de resultados obtenidos en Escenarios A	50
Tabla 4-2 Conductores Sobrecargados > 85%	52
Tabla 4-3 Resumen de resultados obtenidos en Escenarios B	56
Tabla 4-4 Conductores Sobrecargados > 85%	59
Tabla 4-5 Cambio de conductores	60
Tabla 4-6 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para escenarios B y C	63
Tabla 4-7 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión.	64
Tabla 5-1 Escenarios de estudio caso base	66
Tabla 5-2 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario base sin adecuaciones.	69
Tabla 5-3 Conductores Sobrecargados > 85%	70
Tabla 5-4 Reemplazo de conductor propuesto.....	71
Tabla 5-5 Comparación de resultados del caso Base.	73
Tabla 5-6 Casos de estudio para el Escenario 1.....	74
Tabla 5-7 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el Escenario 1.	75
Tabla 5-8 Reemplazo de conductor propuesto	80
Tabla 5-9 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 2.	81
Tabla 5-10 Casos de estudio para el Escenario 3.....	82
Tabla 5-17 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 3.	83
Tabla 5-18 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 3.....	85
Tabla 5-19 Casos de estudio para el Escenario 4.....	86
Tabla 5-20 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 4.	87
Tabla 5-21 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 4.....	89
Tabla 5-22 Casos de estudio para el Escenario 5.....	90
Tabla 5-23 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 5.	91
Tabla 5-24 Conductores Sobrecargados > 85%	92
Tabla 5-19 Reemplazo de conductor propuesto.....	93
Tabla 5-20 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 5.....	93
Tabla 5-27 Casos de estudio para el Escenario 6.....	94
Tabla 5-30 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 6.	95

Tabla 5-31 Conductores Sobrecargados > 85%.....	96
Tabla 5-32 Reemplazo de conductor propuesto.....	97
Tabla 5-33 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 6.....	97
Tabla 9-7 Caso 3-1A.....	157
Tabla 9-8 Caso 3-1B.....	157
Tabla 9-9 Caso 3-1C.....	158
Tabla 9-10 Caso 3-1D.....	158
Tabla 9-11 Caso 3-1E.....	159
Tabla 9-12 Caso 3-1F.....	159
Tabla 9-16 Caso 6-1A.....	166
Tabla 9-17 Caso 6-1C.....	167
Tabla 10-1 Cambio de conductores	175

1 Introducción

En Chile, un Pequeño Medio de Generación Distribuida (en adelante PMGD) es por definición “un medio de generación eléctrica cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW y que está conectado a una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posee líneas de distribución de energía eléctrica que utiliza bienes nacionales de uso público” (1)

Hay que notar que en la definición dada, “medio” significa un conjunto de unidades de generación pertenecientes a un mismo propietario que se conectan al sistema eléctrico a través de un mismo punto de conexión. Por tanto, estos medios pueden ser equipos de generación de energía eléctrica de cualquier tecnología, sin limitaciones.

Sin embargo, en nuestro país, estas instalaciones están mayoritariamente compuestas por unidades solares, debido a su facilidad y rapidez de implementación y a la tendencia a la baja de la tecnología de paneles solares y sus adicionales (soft cost). En efecto, se constató una disminución del costo de la celda fotovoltaica de 38% en 10 años y de una mejora en la participación de los soft cost en el proyecto total de un 18 % para instalaciones residenciales y de un 26% para instalaciones comerciales en el periodo 2010-2017 (2).

Cabe destacar que los PMGD son relevantes para la estrategia nacional de energía, ya que es uno de sus pilares de desarrollo en materia de energías renovables e independencia energética del país. En efecto, la agenda de energía que desarrolló el pasado gobierno en agosto de 2014, plantea como objetivo alcanzar una penetración del 20% de energía renovable para el año 2025, en términos de capacidad de generación.

Actualmente, esa cifra es cercana al 17% por lo que todo hace pensar que la meta autoimpuesta se logrará anticipadamente. Los PMGD entonces, son clave para lograr los objetivos energéticos de Chile, sumado al hecho que la población ha constatado una mejor percepción de este tipo de proyectos “limpios” en desmedro de otras fuentes de generación de energía tradicionales más contaminantes.

Para tener una adecuada trazabilidad y coordinación para la conexión de estos PMGD a las redes de distribución, en el año 2006 se estableció el reglamento que definió la Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuida en instalaciones de Media Tensión (conocida como NTCO) (3) que establece procedimientos, metodologías y exigencias técnicas para la conexión a la red de media tensión de los concesionarios de servicio público de electricidad.

Sin embargo lo anterior, los proyectos de PMGD conectados a redes de media tensión eléctrica han tenido una moderada expansión desde la promulgación de la Ley hasta el presente año. La situación actual en Chile es que existen varios aspectos en la Normativa Técnica de Coordinación y Operación (en adelante NTCO) que no ayudan al despegue definitivo de esta tecnología. Entre los aspectos que se han detectado como dificultades, están los plazos de respuesta que hacen que los proyectos no puedan llevar a cabo su trámite de conexión satisfactoriamente.

Por un lado, existe una priorización por orden de llegada de los proyectos solicitados que ha producido que se forme una especie de “lista de espera” de proyectos que quieren conectarse a los alimentadores y da la oportunidad a falsos proyectos de estancar la fluidez del proceso de proyectos reales.

Este problema es mayor cuando hay un gran número de PMGD aprobados. Esto porque el último en solicitar conexión es quien asume la mayor parte de los costos de adecuación que se requieren, sin siquiera estar completamente seguro que los demás

PMGD aprobados se construirán. Debido a esto, muchos proyectos dejan de ser rentables y finalmente no se construyen.

Más aún, tomando el peor de los casos, es posible que ninguno de los proyectos con aprobación se construya, esto debido a que no existe un filtro que asegure que estos proyectos no sean del tipo “especulativo” o proyectos presentados sólo para asegurar un cupo en el alimentador.

Otro tipo de problema ocurre cuando el último proyecto se llega a conectar y debe pagar costos de los cuales se beneficiaran los primeros en llegar pero últimos en conectarse. (free riders).

Por otro lado, hay incentivos desalineados entre la distribuidora eléctrica propietaria de las redes de media tensión (alimentadores) que debe recibir la conexión de estos proyectos y el desarrollador de un PMGD, lo que redundaría en un problema de desincentivo a la inversión en redes en el largo plazo. Las empresas eléctricas distribuidoras, no están dispuestas a desarrollar planes de inversión en redes (denominados planes de expansión de la red) que serán utilizadas por terceros, lo que afecta la calidad de servicio de la red de distribución y por ende a sus clientes finales.

Además, hay problemas técnicos como la regulación de voltaje y la variabilidad de la inyección, que hace que las distribuidoras vean con poco agrado que proyectos PMGD se conecten a sus redes. Por último, hay concentración de proyectos en ciertas zonas del país, y por ende en ciertas empresas distribuidoras, las que han visto aumentar la consulta de desarrolladores que desean información específica de las redes, creándose verdaderas “unidades de trabajo especializadas” a costo de las empresas de distribución eléctrica y que no se reconocen en la tarifa regulada.

Dicho lo anterior, la hipótesis que da sentido a este trabajo es que el desarrollo masivo de la generación distribuida en Chile, se ha visto entorpecida por fallas en la

regulación de este tipo de medios eléctricos que desalinea los incentivos entre empresas desarrolladoras de proyectos PMGD y las empresas eléctricas propietarias de líneas de distribución.

Para mostrar aquello, la idea de este trabajo es analizar los problemas descritos en los párrafos anteriores, comparando la normativa Chilena actual con lo que ha sucedido a nivel mundial en la práctica, para detectar sus debilidades y proponer soluciones regulatorias que mejoren la competencia de este tipo de proyectos y promueva su desarrollo.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivos Principales

Identificar las barreras para la conexión de un PMGD existentes en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de media Tensión, el Decreto Supremo 244 modificado y toda la normativa vigente en Chile respecto a los PMGD en media tensión.

El PMGD “Eléctrica Altos de TilTil SpA” es un caso real de que se encuentra en estudios eléctricos, además de que en el alimentador donde se emplaza este proyecto, existen otros 3 PMGD’s con ICC aprobada, por lo tanto es un caso de estudio que exactamente podría presentar PMGD’s fantasmas, para ello se buscará presentar alternativas a la formulación de costos de conexión, de acuerdo al artículo 32° de la NTCO.

Simular las alternativas propuestas para diferentes escenarios a los cuales se podría enfrentar el PMGD “Eléctrica Altos de TilTil SpA” tomando en cuenta todos los proyectos que tienen aprobado el Informe de Costos de Conexión (ICC) para el mismo alimentador.

Definir las adecuaciones necesarias en el alimentador para que el proyecto PMGD Eléctrica Altos de Tiltitil SpA pueda conectarse cumpliendo la normativa vigente para cada uno de los escenarios posibles.

Proponer alternativas al artículo n° 32 del Decreto Supremo 244 modificado en Julio del 2015, para facilitar la conexión a la red de proyectos definidos como “viables” dentro de los proyectos en cola dentro de un mismo alimentador, resguardando la seguridad y calidad de servicio.

1.1.2 Objetivos Secundarios

Mostrar a Eléctrica Altos de Tiltitil cuáles son las adecuaciones que corresponde realizar al alimentador donde se conectará, identificando claramente si corresponden a la inserción del PMGD o no. Con esto se quiere decir, que pueden haber adecuaciones que aparezcan en el momento que los otros PMGD que se encuentren en el alimentador se incluyan y no necesariamente cuando lo haga el PMGD Tiltitil.

Revisar cómo se enfrentan los procesos de conexión a la red en los demás países y verificar si estos han influido en la conexión expedita de estos, sin necesidad de largos procesos de conexión como los hay hoy en día en Chile.

2 Barreras para la conexión de un PMGD

Para poder entender de mejor manera los puntos críticos para la conexión de un PMGD dentro de la normativa vigente en Chile, primero es necesario realizar un resumen del proceso desde la solicitud de información a la distribuidora hasta la entrada en operación del PMGD, lo cual es descrito a continuación (3)

- 1) Presentación del proyecto: Se debe identificar el Punto de Conexión y se debe enviar el Formulario N°1 a la empresa distribuidora, con copia a la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).
- 2) Respuesta a presentación: Luego del paso 1, en un plazo de 5 días la empresa distribuidora debe informar a todos los que podría afectar la incorporación de un nuevo PMGD. Luego de 15 días, la distribuidora responderá mediante el Formulario N°2
El formulario N°2 deberá incluir:
 - a. La información solicitada.
 - b. Nómina de otros PMGD en el alimentador.
 - c. Borrador del Contrato de Conexión y Operación.
 - d. Estudios requeridos indicando precio, plazos y forma de pago.
- 3) Envío del SCR: Se debe presentar el Formulario N°3, conocido como Solicitud de Conexión a la Red (SCR). Recibido el SCR se deberá evaluar la demanda mínima versus la generación coincidente de los PMGD existentes y previstos, en caso de que la demanda mínima sea superada por la generación, se deberá informar al propietario de la S/E primaria con copia a SEC. Si la nueva generadora es de potencia menor o igual a 1,5[MW], en el SCR deberá especificar si desea o no ser evaluado como PMGD de Impacto No Significativo (INS).

- 4) Respuesta al SCR – INS: Luego de 10 días a partir de la recepción del SCR, la empresa distribuidora deberá comunicar a todos los interesados.

Luego de 15 días a partir de la recepción del SCR, la distribuidora podrá solicitar en una sola oportunidad correcciones al SCR.

Luego de 20 días a partir de la recepción del SCR o corrección solicitada, la distribuidora deberá responder mediante el Formulario N°4. La distribuidora además deberá indicar los estudios requeridos.

- 5) Definir realización estudios: A partir de la recepción del formulario N°4, se deberá enviar el Formulario N°5. En dicho formulario se deberá indicar, si los estudios requeridos (informados en el Formulario N°4) serán solicitados a la empresa distribuidora o los realizará por cuenta propia el PMGD.

- 6) Si realiza los estudios por cuenta propia: El PMGD tendrá un plazo máximo de 4 meses a partir de la recepción del formulario N°5 para entregar los estudios eléctricos. Dichos estudios deberán ser enviados utilizando el Formulario 6A. Los resultados del análisis de los estudios por parte de la distribuidora deberán ser entregados utilizando el Formulario N°6B.

- 7) Decidir si continuar: Una vez analizados los resultados de los estudios por parte del PMGD, se deberá manifestar la decisión de continuar o no con el proceso. La decisión se comunicará a través del Formulario N°6. Si existen disconformidades por parte del PMGD, existirá un plazo de 20 días corridos para comunicarlo a la distribuidora con copia a SEC.

La distribuidora dispondrá de 10 días para responder a la disconformidad presentada.

- 8) Emisión del ICC: Una vez que el PMGD emita la conformidad con las condiciones resultantes de los estudios, la distribuidora deberá emitir el Informe de Costos de Conexión (ICC) mediante el Formulario N°7, el cálculo del Factor de Referenciación (FR) en conformidad al Capítulo 3 de la NTCO, deberá ser anexado también al Formulario N°7. La aprobación del ICC será a través del Formulario N°8.
- 9) Obras y puesta en servicio: Para llevar a cabo las obras adicionales (en caso de que existan), es misión de ambas partes realizar las coordinaciones necesarias para finalizarlas de forma conjunta.

El Protocolo de Puesta en Servicio, se entregará a través del Formulario N°9. El Informe de Pruebas, se entregará a través del Formulario N°10.

En caso de Desconexión, Retiro, Modificación o Cese de Operación del PMGD, se informará utilizando el Formulario N°11.

10) Proceso de Conexión Finalizado

Para poder resumir este proceso, se muestra este en el siguiente esquema de conexión Ilustración 2-1 Diagrama de flujo proceso de conexión Ilustración 2-1

Si bien están bastante claros los procesos de conexión, a continuación se presentan ciertas barreras que pueden traer problemas al proceso.

2.1 Demora en los tiempos para obtener la información.

El tiempo que demora una empresa distribuidora en proporcionar la información de sus alimentadores es extenso. Esto se debe principalmente a los tiempos mostrados en los puntos anteriores que se encuentran estipulados en el DS 244:

“Artículo 16º: La empresa distribuidora deberá responder las solicitudes de información indicadas en el artículo precedente, con copia a la Superintendencia, en un plazo máximo de quince días contados desde su recepción, incluyendo todos los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resultan relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD, o según corresponda, para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación, de acuerdo a lo indicado en el artículo 9º del presente reglamento.

Artículo 16º quáter: Dentro de los veinte días siguientes a la presentación de la SCR, a la presentación de la información complementaria o a lo resuelto por la Superintendencia de acuerdo a lo establecido en el literal j) del artículo 70º del presente reglamento, la empresa distribuidora deberá informar al interesado si el PMGD cuya conexión se está solicitando o cuyas condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación se desee modificar, cumple con lo establecido en los artículos 34º bis y 34º ter del presente reglamento, e indicar los estudios técnicos a realizarse, las etapas de los mismos, los plazos y el costo de ellos, si correspondiere, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento”

Si se considera el tiempo que conlleva confeccionar el Formulario 1; más los quince días que toma la distribuidora en entregar el Formulario 2; a eso se le adiciona el tiempo confección del Formulario 3 y, además, si se suman los veinte días que tarda la empresa distribuidora en responder el Formulario 4, se totaliza como mínimo

35 días hábiles para que el interesado en conectar un PMGD pueda conseguir sólo la información mínima necesaria de la red, y poder realizar los análisis de factibilidad del Proyecto.

2.2 Reservas de cupo por parte de proyectos fantasma

Existe un nivel importante de capacidad en los alimentadores de las redes de distribución que se encuentra reservada por proyectos que tienen aprobado su Informe de Costos de Conexión (ICC) y que finalmente no se construyen, lo cual obstaculiza la entrada en servicio de otros PMGD. Esto se debe principalmente a la prioridad relativa que toma el PMGD al obtener su ICC, y al tiempo de vigencia que tiene el mismo, lo cual se indica en el siguiente artículo.

“Artículo 18º: En cualquier caso, la circunstancia de haberse emitido el ICC deberá ser informada por la empresa distribuidora a todos los interesados que hayan comunicado su intención de conexión y de modificación de las condiciones previamente establecidas de conexión y/u operación de un PMGD, ubicados en la zona adyacente al punto de conexión del PMGD, durante los últimos veinticuatro meses, o con anterioridad a dicho plazo pero cuyos ICC se encuentren vigentes, de acuerdo a lo indicado en el inciso tercero del artículo 15º del presente reglamento. Esta comunicación deberá incorporar la información, elementos técnicos y antecedentes actualizados que disponga la empresa distribuidora. Asimismo, la empresa distribuidora deberá enviar esta comunicación a la empresa transmisora propietaria de las instalaciones de transmisión a la cual se referencian las inyecciones del PMGD. Lo anterior deberá realizarse dentro de los diez días siguientes al envío del ICC.

El ICC tendrá una vigencia de nueve meses, contados desde la comunicación enviada al interesado en conectar o en modificar las condiciones previamente

establecidas de conexión y/u operación de un PMGD, prorrogable por una sola vez y hasta por dieciocho meses, siempre que el interesado, antes del vencimiento del plazo, presente a la empresa distribuidora un informe que acredite el estado de avance de las obras del proyecto e indique las razones que justifican la solicitud de prórroga. Sin perjuicio de lo anterior, para proyectos cuya fuente de energía primaria sea la solar o la eólica, la vigencia del ICC será prorrogable por una sola vez y hasta por nueve meses, siempre que el interesado, antes del vencimiento del plazo, presente a la empresa distribuidora un informe que acredite el estado de avance de las obras del proyecto e indique las razones que justifican la solicitud de prórroga.

El ICC se entenderá plenamente vigente durante todo el período de tiempo en el que la empresa distribuidora se encuentre ejecutando las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo Tercero del Título II del presente reglamento. En caso de controversia entre el interesado y la empresa distribuidora, respecto de la prórroga de la vigencia del ICC, cualquiera de las partes podrá recurrir a la Superintendencia.”

Por lo tanto, una vez obtenido el ICC el Proyecto PMGD, este reserva un espacio en el alimentador por la potencia que está solicitando el proyecto, que estará vigente por al menos 9 meses, siendo posteriormente prorrogable por hasta 18 meses más dependiendo de la tecnología del PMGD (el caso fotovoltaico es sólo por 9 meses más). Es decir, un Proyecto podría estar haciendo uso de su posición en el alimentador hasta por un máximo de 27 meses (18 meses en el caso fotovoltaico) sin tener certeza si el proyecto se construirá o no.

Hay empresas que empiezan estos procesos sin haber siquiera tenido aprobación financiera, dado que se creó un mercado de ICC que no se pronosticaba en la normativa, por ende hay cupos que nunca serán utilizados. Esto se puede

contrastar con datos reales entregados por la Comisión Nacional de Energía (CNE)

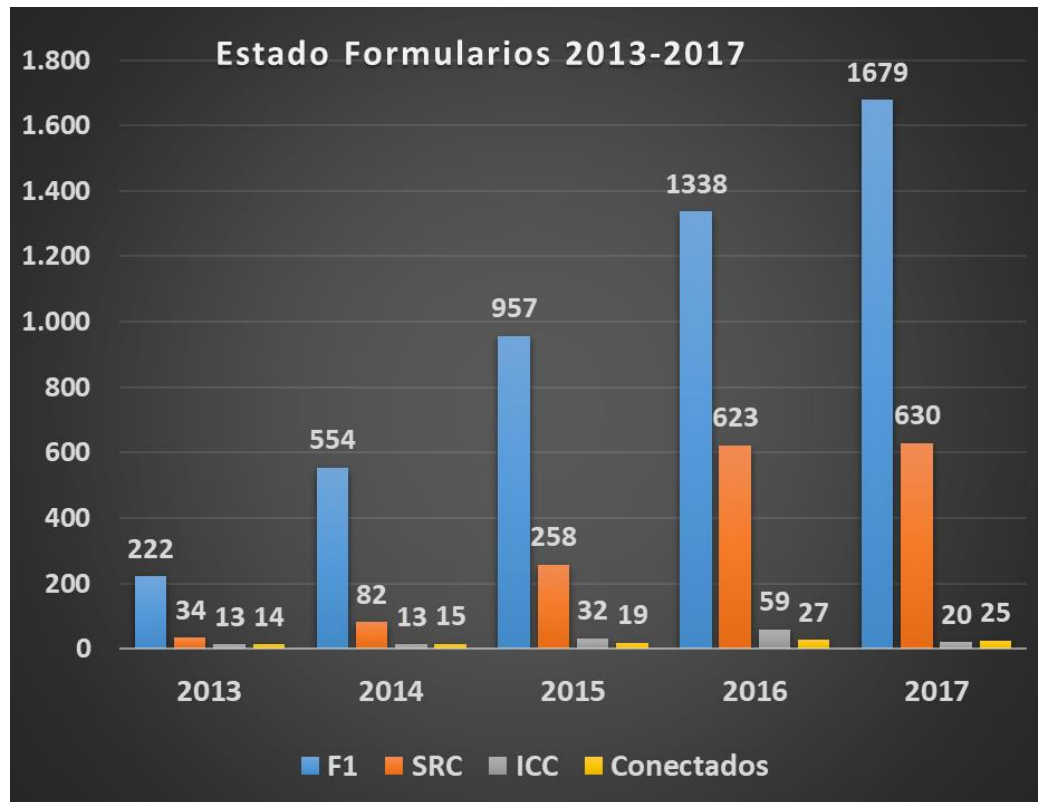


Ilustración 2-2 Estado de formularios 1, 3 y 7, con respecto a los conectados en ese periodo, fuente CNE.

Se puede notar de acuerdo a los datos del año 2017, que aproximadamente un 1,5% de los proyectos que solicitan formulario 1 logran conectarse, y un 4% de los proyectos que solicitan conexión a la red (SCR) se logra concretar.

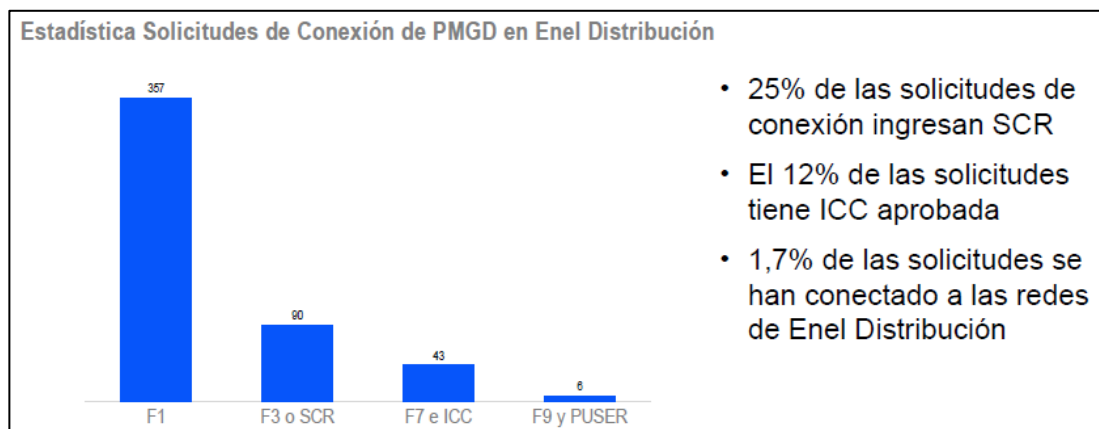


Ilustración 2-3 Caso Enel Distribución, elaboración Enel (4).

El caso de Enel es aún peor, pero aquí es donde se ve claramente que hay una cantidad alta de proyectos fantasma con ICC aprobada, dado que de un total de 43 formularios 7, sólo 6 lograron entrar en operación. Por lo tanto, muchos de los otros sólo utilizaron el cupo y no se construyeron, pudiendo incluso uno de los proyectos haberse bajado dado que la cola del alimentador se encontraba muy saturada y debía realizar bastantes adecuaciones.

Este punto es el principal problema de los proyectos que ya cuentan con sus permisos para construir y con el financiamiento, dado que es una variable que no se puede manejar y los costos de las adecuaciones de la red para poder conectar el proyecto pueden ser muy elevados. En los capítulos posteriores, se mostrará cómo afectaría que los proyectos presupuestados como conectados no se concreten pero el estudio de las adecuaciones si los haya considerado.

2.3 Diferencias y desactualización en la información entregada por las distribuidoras.

En la NTCO vigente no existe un formato estándar, ni un listado de la información mínima, mediante el cual las empresas distribuidoras proporcionen la información técnica de sus alimentadores, por lo tanto cuando envían la información de un formulario 4, es posible que esta no esté completa o esté desactualizada.

En la práctica, existen diferencias significativas en cuanto a la calidad del formato que contiene la información de las redes de distribución que suministran las empresas para el desarrollo de los estudios eléctricos, y en algunos casos carecen de información técnica para llevar a cabo los análisis de factibilidad técnica.

2.4 Problemas con los permisos ambientales.

Existe inflexibilidad en el artículo 18° del DS 244 para extender los plazos de ICC, cuando las causales de la prórroga estén ligadas a demoras en la tramitación de los permisos ambientales o la extensión del proceso de obtención de financiamiento, sólo se puede extender el plazo cuando ya se está construyendo el proyecto, y por ejemplo para el caso de TilTil, los permisos ambientales que eran parte de la Región Metropolitana, se llegaron a demorar más de 7 meses, dado que no tienen un plazo de respuesta establecido explícitamente por norma (5).

En la actualidad puede darse el caso de PMGD donde la ICC caduca al mes 18, después de la primera prórroga, teniendo pendientes algunos permisos o estando cerca de la aprobación de la RCA (Resolución de Calificación Ambiental). Lo anterior significa realizar todo el proceso de conexión nuevamente, perder prioridad y dejar en incertidumbre la conexión, postergando eventualmente 27 meses la conexión si se toma en cuenta el proceso desde el hasta la máxima extensión del ICC.

2.5 Forma de cálculo para factores de referenciación.

En la NTCO vigente existe el concepto de Factor de Referenciación (desde ahora FR), el cual es un factor calculado por la Empresa Distribuidora que permite referenciar las inyecciones del PMGD desde el punto de conexión a la barra de la subestación primaria de distribución.

Actualmente se establece que el cálculo del FR se realizará dos veces al año con los datos reales de operación de los 12 meses inmediatamente anteriores a la fecha del cálculo.

Este mecanismo de cálculo induce a distorsiones relevantes que afectan tanto a desarrolladores como a empresas distribuidoras. Los desarrolladores de PMGD indican que la variación del FR afecta en la evaluación económica del Proyecto, haciéndolos, en algunos casos, inviables al cambiar desde uno favorable (>1) a uno desfavorable (<1).

Por el lado de las distribuidoras, se indica que el FR no representa lo que sucede en el instante que se calcula. Por ejemplo, para el caso de los PMGD tipo mini-hidro el FR no coincide con la variabilidad hidrológica, es decir, si se presenta un año lluvioso precedido de uno seco, en este último tendrán menos inyecciones las centrales con este tipo de tecnología, haciendo que el FR sea mayor a uno, a diferencia de lo que está pasando en realidad con un año lluvioso, mayor inyección de energía y posibles aumentos en las pérdidas.

3 Simulación de escenario real al cual se enfrenta un PMGD

“Eléctrica Altos de Til Til” es una planta fotovoltaica de 3 [MWp] de potencia la cual se encontrará ubicada en la comuna de Til Til, región Metropolitana, área de concesión de Enel Distribución, específicamente en el alimentador Batuco. Aquí existen 3 PMGD con ICC aprobada los cuales aún no se construyen.

Por lo tanto, este caso sirve como referencia debido a que se encuentra exactamente en la situación que se propone resolver y que, en discusiones con la distribuidora, se pudo dar cuenta que es una situación más común de lo que se piensa “*hay muchos proyectos fantasmas que perjudican el ingreso de proyectos con capacidad real de ejecución*”, según la misma distribuidora.

En este capítulo se presentan los estudios de flujo de potencia realizados según estipula la NTCO de PMGD conectados en Media Tensión. No se presentaran los resultados del estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones dado que estos 2 harían que la memoria se extendiera bastante.

3.1 Descripción de S/E Batuco

La S/E Batuco, subestación a la cual se conectará el PMGD, tiene una potencia instalada de 125 [MW] distribuida en 3 transformadores con niveles de tensión 110 [kV] a 23 [kV]. En resumen, es alimentada en 110 [kV] desde el sistema de transmisión zonal del SEN y es propiedad de la empresa Enel Distribución. En su barra de 23 [kV] es donde se conecta el alimentador Batuco en estudio.

3.2 Descripción del alimentador

El alimentador al cual el PMGD proyectado se conectará, se encuentra ubicado fuera del rango de servicio del alimentador Batuco. Para dar factibilidad a la conexión, se considera el traspaso de carga de un tramo final del alimentador Polpaico, y un tramo final del alimentador Rungue. Ambos tramos serán conectados al final del alimentador Batuco para extender su longitud hasta el punto de conexión de la empresa minera San Pedro, la cual mediante su alimentador interno, entregará conexión al PMGD Til Til, compartiendo su punto de conexión con la red.

Para entender mejor esta conexión, se presenta la siguiente topología:

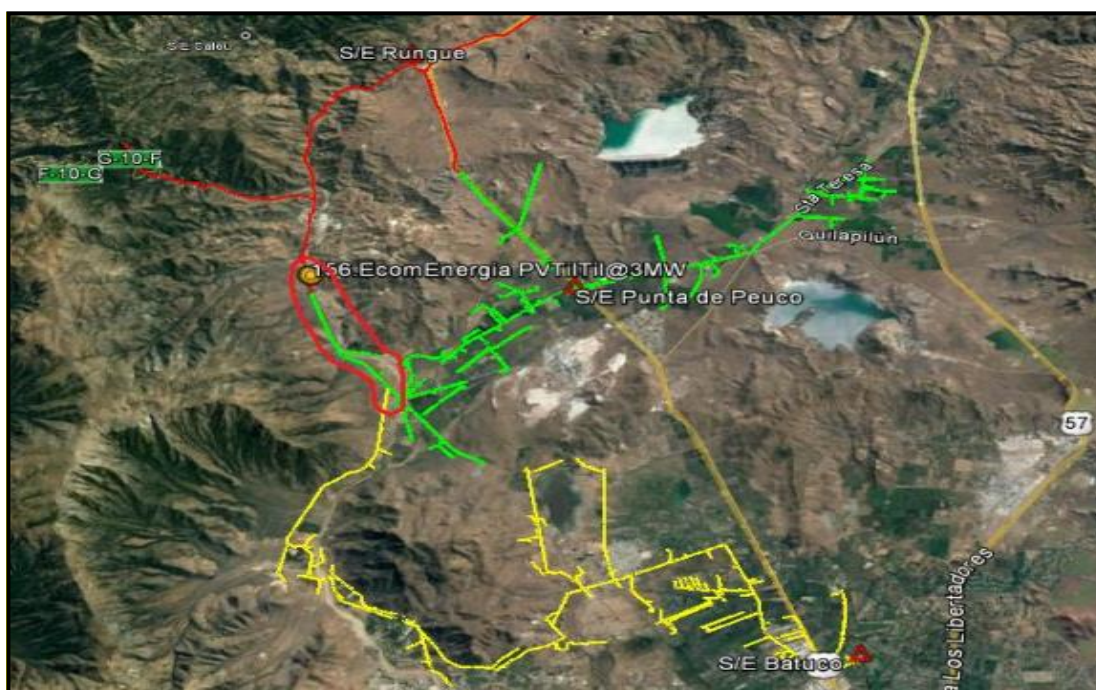


Ilustración 3-1 Topología de la Red de MT donde se conectará el proyecto. Elaboración ENEL.

Esta tipología se realiza en base a los planos entregados por la distribuidora, disponibles en el ANEXO 2. Para poder lograr el traspaso de carga, y en base a la información entregada por la empresa distribuidora, se consideraron los siguientes

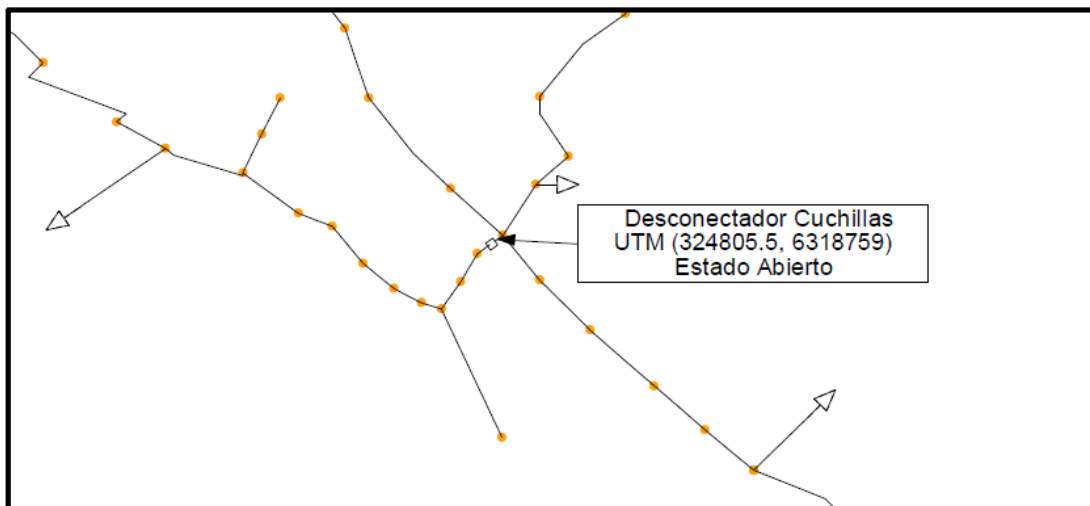
elementos de la red en base de la red en estado abierto, esto con el fin de PMGD reducir las obras adicionales de mejoramiento para la red.

En caso de que estos supuestos se encuentren en la realidad ya realizados, se sugiere no modificar la topología establecida de la red.

3.2.1 Desconectador cuchilla, traspaso de carga Polpaico

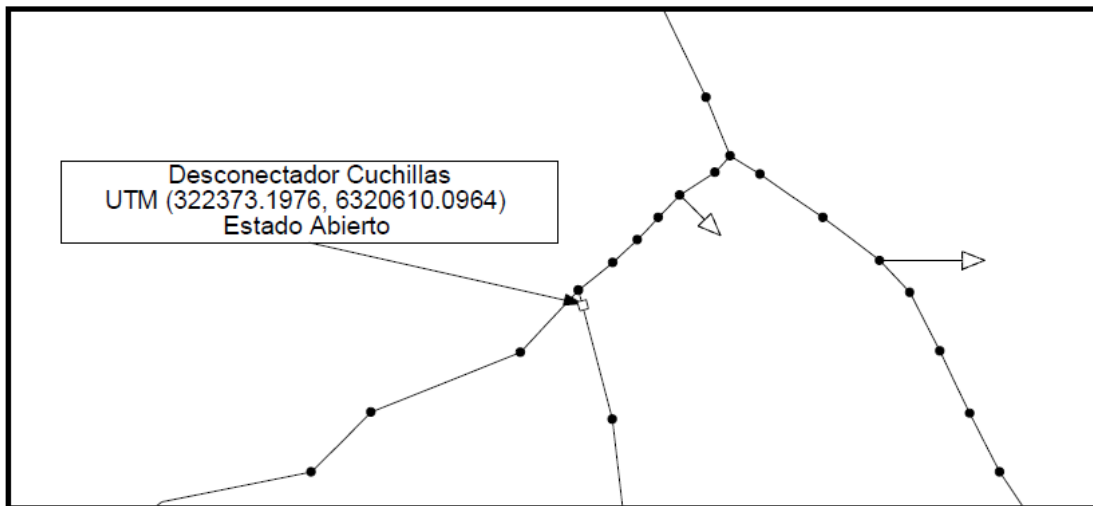
Para lograr el traspaso de carga que vuelve viable la conexión a la subestación

Batuco, se considera el desconectador cuchilla ubicado en el sector cercano al punto UTM 324805.5, 6318759 en el estado indicado en la siguiente imagen:



3.2.2 Desconectador cuchilla, traspaso de carga Rungue.

Al igual que el punto anterior, se considera el desconectador cuchilla ubicado en el sector cercano al punto UTM 322373.1976, 6320610.0964 en el estado indicado en la siguiente imagen para lograr el traspaso de carga:

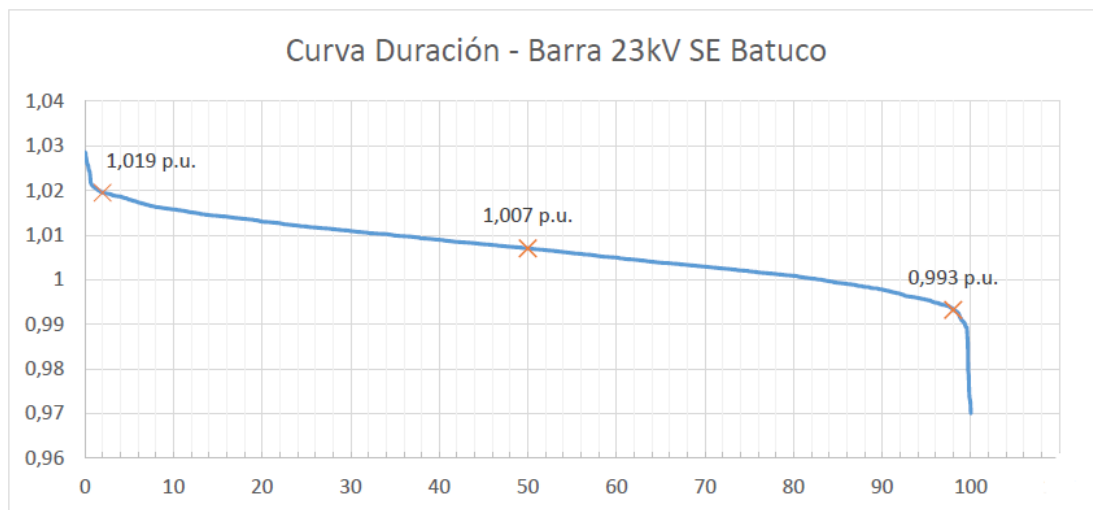


3.3 Modelado de los equipos y componentes del sistema en el Software.

El modelamiento del sistema se realizará mediante el software DIGSILENT Power Factory 15.1 en base a la información entregada por la distribuidora.

3.3.1 Subestación Batuco

En base al perfil de tensión entregado por la empresa distribuidora, el comportamiento de la tensión se presenta en la siguiente curva de duración

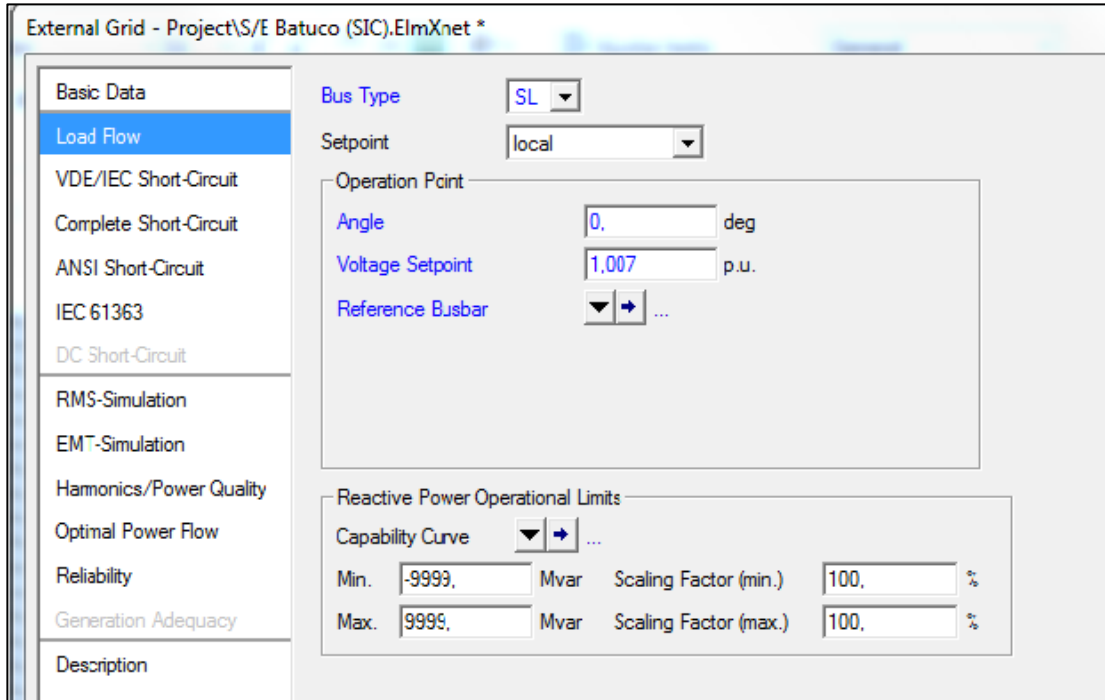


Donde se puede apreciar que la tensión tiene un comportamiento dado por la siguiente tabla:

V_{nom}	-	23,000 kV	1,000 p.u.
$V_{min.}$	P98	22,844 kV	0,993 p.u.
$V_{med.}$	P50	23,161 kV	1,007 p.u.
$V_{máx.}$	P2	23,448 kV	1,019 p.u.

Tabla 3-1 Tensiones S/E Batuco, información entregada por la distribuidora. Elaboración propia.

Para efectos de la simulación, esta barra se considerará como una barra slack (SL), tal y como se puede apreciar en la siguiente imagen:



3.3.2 Grupos fotovoltaicos.

Se consideran 3 proyectos PMGD's instalados y proyectados por la Distribuidora en el Alimentador Batuco:

Nombre	Fuente de Generación	Potencia MW
--------	----------------------	-------------

PMGD 100	Fotovoltaico	3,0
PMGD 105	Fotovoltaico	3,0
PMGD 109	Fotovoltaico	3,0

Tabla 3-2 Proyectos PMGD con ICC aprobada actualmente en el alimentador

Según la NTCO, la potencia activa y reactiva de los PMGD debe limitarse entre los valores de $-0.96 \leq FP \leq 0.95$, debiéndose cumplir lo siguiente:

- Las tensiones en los nodos del Alimentador de distribución se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente, esto quiere decir que no superen el $\pm 8\%$ de la tensión nominal del alimentador ya que es zona rural.
- El impacto individual del PMGD por elevación de tensión cumpla con lo indicado en el Artículo 4-27.
- Los niveles de carga en los elementos del alimentador de distribución no superen el 85% de la capacidad térmica.

Lo anterior será tomado en cuenta en el análisis de los resultados del flujo de potencias. Por otro lado, para efectos de la simulación **los PMGD se modelarán con $FP = 1$ y $P = P_n [MW]$, vale decir, serán vistas como “barras PQ”**.

Por otro lado, si en algún caso tuviera que simularse un funcionamiento “PV” de alguna planta, cada una de ellas tendrá ingresada una curva de limitación de reactivos para que su funcionamiento cumpla con la normativa. La curva de limitación de reactivos ingresada obedece la siguiente imagen:

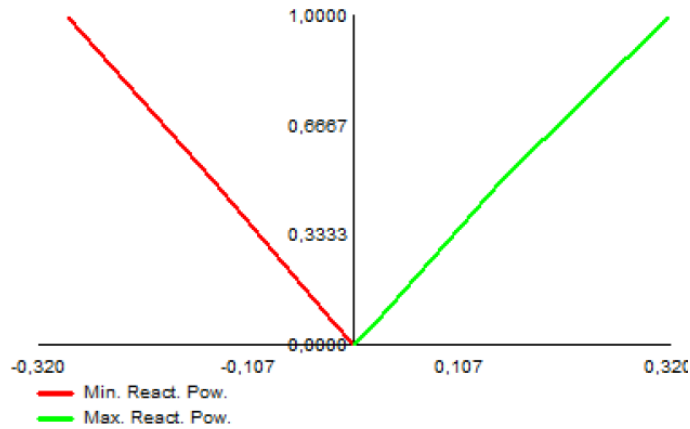


Ilustración 3-2 Curva de capacidad del PMGD en DIgSILENT

Por otro lado, los parámetros ingresados para el modelamiento de los grupos fotovoltaicos en el software son los siguientes:

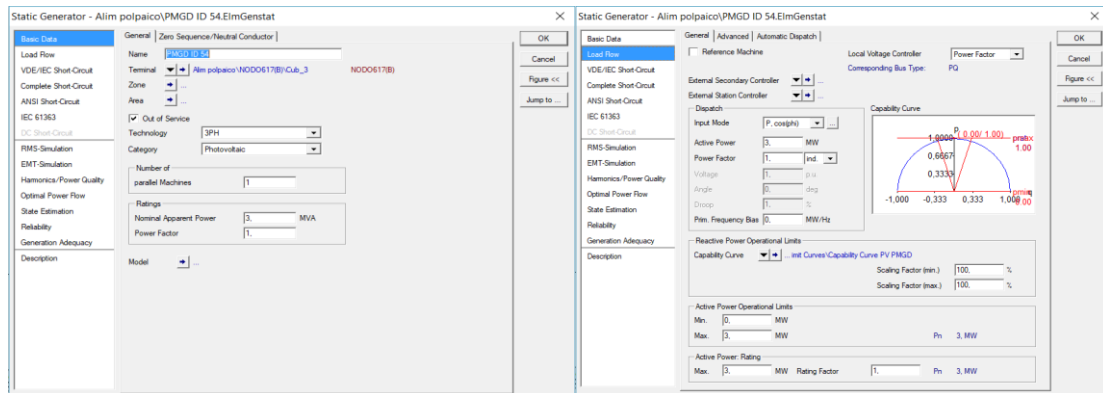


Ilustración 3-3 Datos ingresados en DIgSILENT para el modelamiento de PV's

El “Checkbox” mostrado en la opción “Out of service”, y la potencia de las plantas, no refleja el total de los escenarios y varía según los casos presentados en puntos posteriores.

3.4 Modelo de Minera San Pedro y PMGD Til-Til

3.4.1 Modelo minera San Pedro

El modelo de la minera fue modificado respecto a la versión anterior en cuanto a distancias y tipo de conductores se refiere. Aquello se describe en la siguiente ilustración:

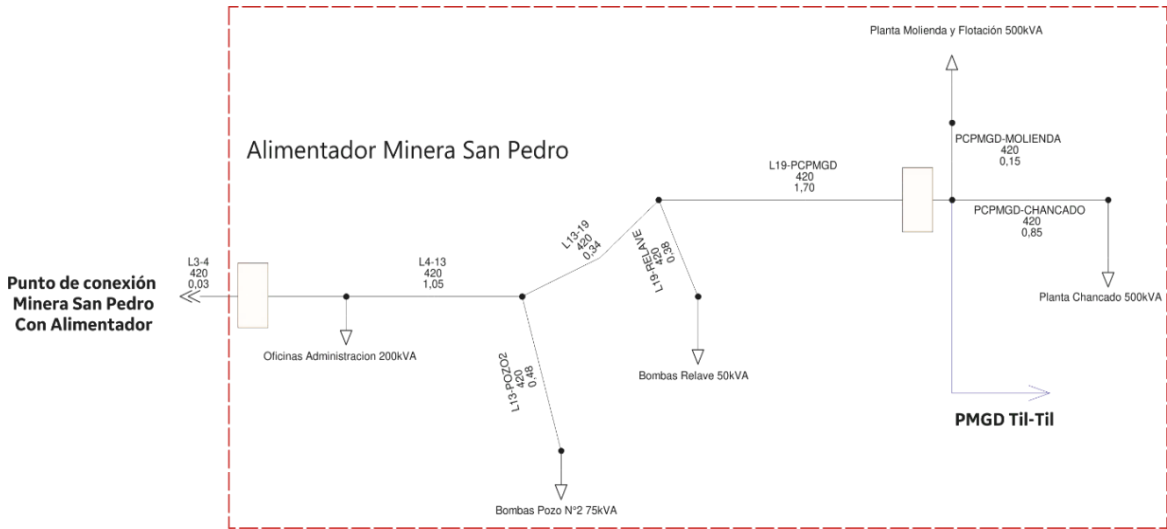


Ilustración 3-4 Modelo de la minera ingresado a DIGSILENT.

En la ilustración, se muestran las cargas consideradas, el tipo de conductor utilizado y las distancias asociadas en función de información entregada por la minera.

Las cargas que se encuentran dentro de la ilustración se modelan de acuerdo a la potencia conectada de cada una de estas, esto se puede observar en la siguiente tabla:

Nombre	Potencia [kVA]
Oficinas de administración	200
Bombas pozo	75
Bombas relave	50
Planta de molienda y flotación	500
Planta de Chancado	500

Tabla 3-3 Cargas informadas por la Minera. Elaboración propia.

Los conductores de la minera son del tipo **AAAC 2AWG 33.6 [mm²]** desnudo, los cuales, para efectos de la simulación fueron modelados conforme a los parámetros de la base de datos enviada por la distribuidora, de aquella base, el conductor que más se asemeja al existente es el de código “**COD_TIPO_COND**” **420** o “**CODIGO_SOR**” **2AL**, datos que se obtienen del ANEXO 3 entregado por la distribuidora.

Las distancias fueron asignadas en base a los planos y archivos DWG del unilineal enviado por la minera la cual se encuentra en ANEXO 4.

Las cargas fueron modeladas en base a la potencia aparente informada, y se asumió un **factor de potencia de 0.93 inductivo** como peor caso (por norma).

3.4.2 Modelo PMGD Til-Til

El modelo del PMGD se realizó en base a la ingeniería de detalle desarrollada para el proyecto. Los aspectos importantes para la realización del flujo de potencia son los siguientes:

- El conductor que conecta el tramo existente de la minera con el proyecto es de **0.3 km** de longitud y al igual que la línea de MT existente de la minera, el conductor es un **AAAC 2AWG 33.6 [mm²]** desnudo, el cual será modelado

como un “COD_TIPO_COND” 420 o “CODIGO_SOR” 2AL de la base de datos compartida por la distribuidora en ANEXO 3.

- El transformador utilizado para elevar la tensión es de 0.4 a 23 kV con características que serán detalladas en el próximo punto.
- El modelo de la planta fotovoltaica fue ingresado con las mismas características mostradas para los grupos fotovoltaicos.

El **modelo completo** del PMGD se visualiza en la simulación tal como en la siguiente figura:

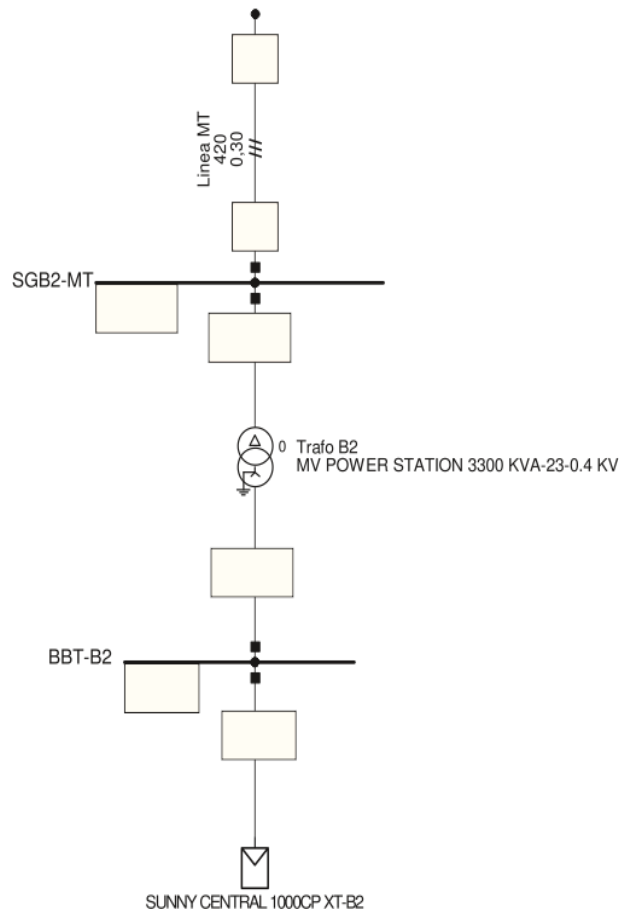


Ilustración 3-5 Modelo, “GRID” del PMGD TIL-TIL

3.4.3 Modelo Transformador PMGD

Tal como se menciona en el punto anterior el transformador trifásico posee una relación de transformación de 0.4 / 23 kV, una conexión Dy_{11} y una capacidad de 3300 [KVA]. Estos valores son ingresados en el software como se indica a continuación:

Ilustración 3-6 Datos ingresados para el modelo del transformador del PMGD TilTil

3.5 Demandas Alimentador Batuco

Para los estudios de flujo de potencia, se consideran las siguientes demandas entregadas por la empresa distribuidora:

Potencia en Cabecera Alimentador	
Demanda Mínima	2,3 MVA
Demanda Máxima	9,3 MVA

Tabla 3-4 Tabla de Demandas entregadas por Enel para el Alimentador.

La potencia informada, corresponde a la leída en cabecera, incluyendo las pérdidas de la red en condiciones de demanda sin ningún PMGD Operando, y sin ningún traspaso de carga asociado.

La distribución de la demanda en el Alimentador Batuco, se realizó en base al prorrateo proporcional a la potencia nominal de cada Subestación de Distribución con un factor de potencia 0,93.

Para comprobar que el modelo está correctamente realizado, se mide la potencia aparente y el factor de potencia en el caso de demanda máxima y demanda mínima en la subestación Batuco, que es la barra de referencia.

Demanda Máxima

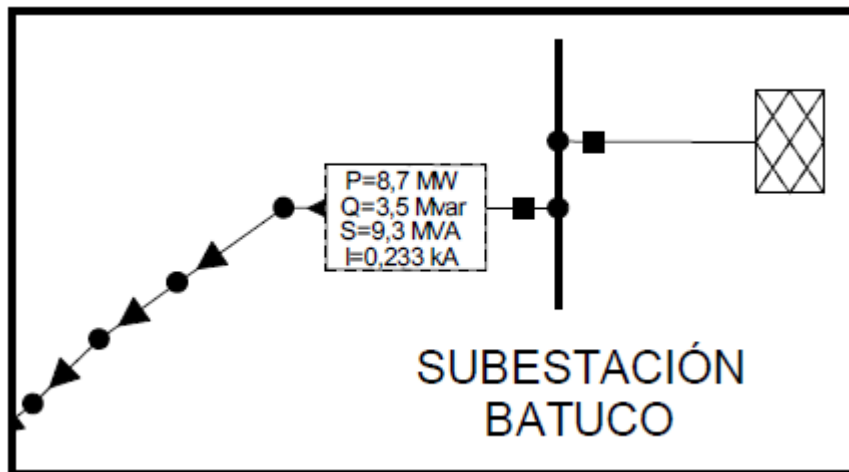


Ilustración 3-7 Demanda máxima del alimentador Batuco.

Demanda Mínima

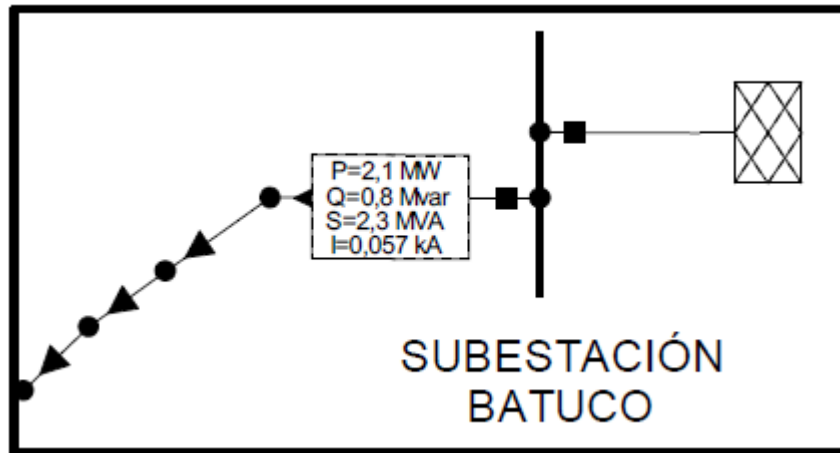


Ilustración 3-8 Demanda mínima del alimentador Batuco

3.6 Obras Proyectadas en el Alimentador

Según la información entregada por la empresa distribuidora, no se consideran obras proyectadas para el Alimentador Batuco, por lo tanto para la simulación se tomará en cuenta la información entregada por la distribuidora.

3.7 Escenarios propuestos de acuerdo a la NTCO

Para cumplir con la norma, se deben realizar los estudios que consideren la condición actual del alimentador en conjunto con los PMGD que poseen ICC aprobados.

La condición actual, plantea 12 posibles escenarios, los cuales son la combinación entre los 3 niveles de tensión (máxima – media – mínima), los 2 niveles de demanda (máxima – mínima) y el nivel de generación de los PMGD con ICC aprobada (Generación total – Sin generación).

La siguiente tabla presenta tales escenarios:

Casos de estudio A - Evaluación de impacto PMGD Til Til					
Ítem	Código	Condición del Alimentador	Demanda	Tensión	Generación
1	1A	Condición Actual	Máxima	Máxima	Sin Generación
2	2A	Condición Actual	Máxima	Media	Sin Generación
3	3A	Condición Actual	Máxima	Mínima	Sin Generación
4	4A	Condición Actual	Máxima	Máxima	Generación total
5	5A	Condición Actual	Máxima	Media	Generación total
6	6A	Condición Actual	Máxima	Mínima	Generación total
7	7A	Condición Actual	Mínima	Máxima	Sin Generación
8	8A	Condición Actual	Mínima	Media	Sin Generación
9	9A	Condición Actual	Mínima	Mínima	Sin Generación
10	10A	Condición Actual	Mínima	Máxima	Generación total
11	11A	Condición Actual	Mínima	Media	Generación total
12	12A	Condición Actual	Mínima	Mínima	Generación total

Ilustración 3-9 Tabla de escenarios para condición actual del alimentador.

Luego de comprobar que los escenarios de condición actual, en el cual aún no ingresa el PMGD en estudio, no debiesen tener ninguna adecuación por parte de la distribuidora, se procede a realizar el traspaso de carga, lo que provocaría otros 12 escenarios más:

Casos de estudio B - Evaluación de impacto PMGD Til Til					
Ítem	Código	Condición	Demanda	Tensión	Generación
13	1B	Til Til + Traspaso de carga	Máxima	Máxima	Sin Generación
14	2B	Til Til + Traspaso de carga	Máxima	Media	Sin Generación
15	3B	Til Til + Traspaso de carga	Máxima	Mínima	Sin Generación
16	4B	Til Til + Traspaso de carga	Máxima	Máxima	Generación total

17	5B	Til Til + Traspaso de carga	Máxima	Media	Generación total
18	6B	Til Til + Traspaso de carga	Máxima	Mínima	Generación total
19	7B	Til Til + Traspaso de carga	Mínima	Máxima	Sin Generación
20	8B	Til Til + Traspaso de carga	Mínima	Media	Sin Generación
21	9B	Til Til + Traspaso de carga	Mínima	Mínima	Sin Generación
22	10B	Til Til + Traspaso de carga	Mínima	Máxima	Generación total
23	11B	Til Til + Traspaso de carga	Mínima	Media	Generación total
24	12B	Til Til + Traspaso de carga	Mínima	Mínima	Generación total

Ilustración 3-10 Tabla de escenarios con traspaso de carga y PMGD en estudio.

Una vez obtenidos estos resultados, se podrá establecer que adecuaciones son las necesarias para realizar en el alimentador de acuerdo a la forma planteada por la NTCO de PMGD en MT.

4 Simulación de escenarios propuestos de acuerdo a la NTCO.

En base al Artículo 2-20 de la NTCO de PMGD se deberá considerar la variación en el nivel de tensión en los principales nodos del SD, producto de la conexión del PMGD a las redes del Alimentador Batuco. Para este análisis se considera el perfil de tensión del SD, frente a los distintos escenarios de operación del sistema.

Para esta simulación, se considera una inyección de potencia reactiva del PMGD, congruente con lo establecido en el artículo 2-18 de la NTCO.

Para que la memoria no sea tan extensa, los resultados que no se encuentran fuera de los rangos permitidos por norma, se incluirán en 9.1.

4.1 Análisis escenario A

4.1.1 Niveles de tensión en el alimentador, escenarios A

Se busca verificar que para todos los escenarios de operación simulados, los niveles de tensión en el punto de repercusión, asociado al punto de conexión, se encuentren dentro de los límites definidos por la normativa vigente.

Para una verificación más sencilla, se grafica el nivel de tensión de cada punto del alimentador, esto se puede observar a continuación:

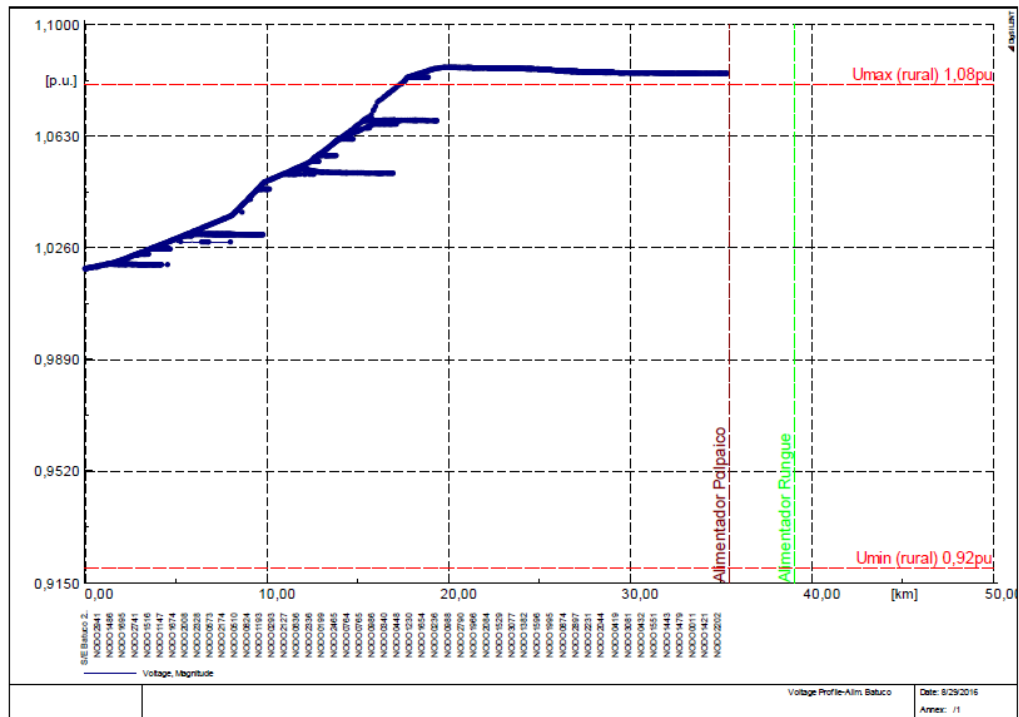


Ilustración 4-1 Escenario 10A, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima. Elaboración propia

Se puede notar, que en el caso que los PMGD's conectados al alimentador se encuentren en generación máxima, tensión máxima en la subestación primaria de distribución, y demanda mínima a lo largo del alimentador, la tensión aumenta a tal punto que sobrepasa el límite superior rural.

4.1.2 Análisis de resultados para escenarios de estudio A.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los escenarios de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Escenario	Niveles de Tensión
1A	OK
2A	OK
3A	OK
4A	OK
5A	OK
6A	OK
7A	OK
8A	OK
9A	OK
10A	Sobre Tensión
11A	OK
12A	OK

Tabla 4-1 Resumen de resultados obtenidos en Escenarios A

Se puede apreciar, que actualmente el alimentador, sin generación, se encuentra por dentro de las bandas de tensión, pero al simular la conexión de los 3 PMGD proyectados sin obras adicionales de adecuación en la red, la tensión aumenta por sobre lo permitido en el caso que la tensión en la barra de la subestación Batuco sea Máxima (Escenario 10A).

4.1.3 Variación de Carga en Alimentador, Escenarios A

Se analizan todos los tramos de conductor del Alimentador Batuco en cada uno de los escenarios de estudio, encontrándose sobrecargas en los siguientes tramos de red, para algunos casos de estudio:

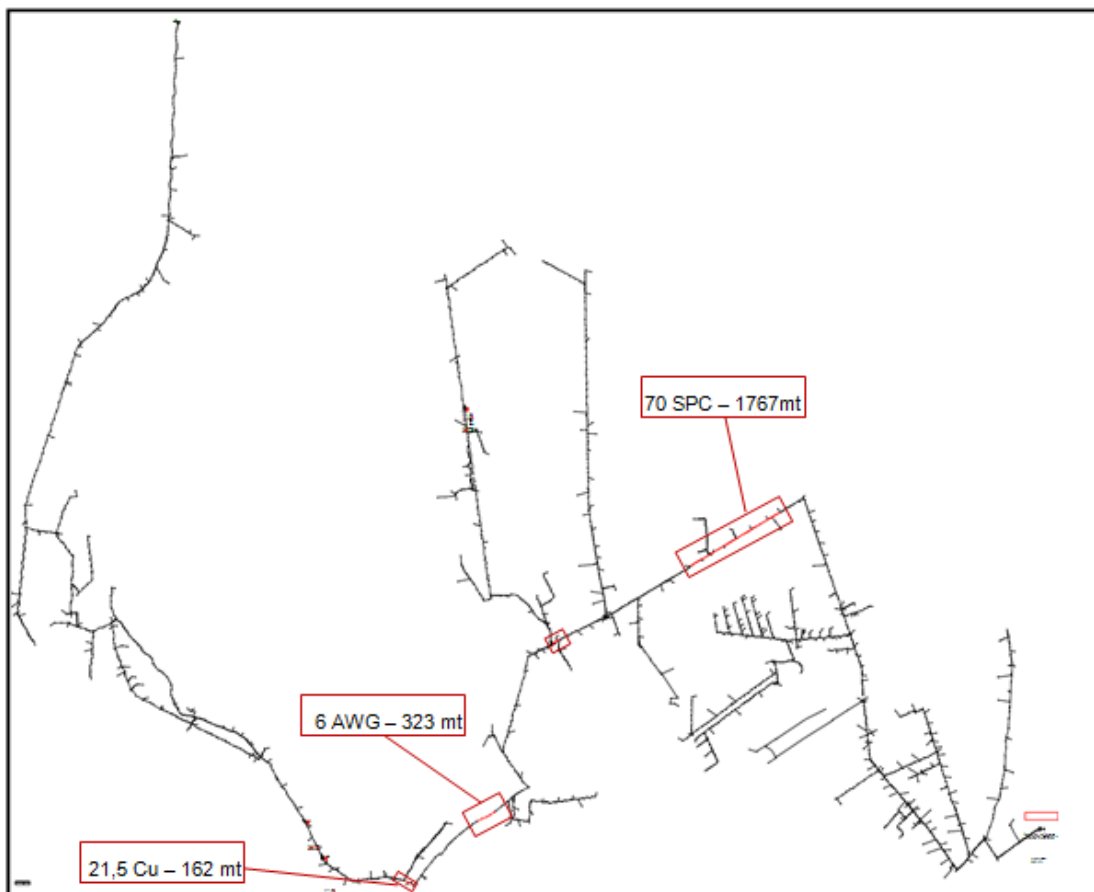


Ilustración 4-2 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios A. Elaboración propia

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los escenarios de estudio en los cuales sea detectado de conductores con una carga mayor al 85% de su capacidad de planificación entregada por la empresa distribuidora:

Tipo Conductor	Largo [m]
70 SPC	1.767
6 AWG	323
21,5 Cu	162

Tabla 4-2 Conductores Sobrecargados > 85%

Los conductores son tramos de alimentador que con la condición actual del alimentador, y considerando sólo los PMGD's proyectados, ya aparecen con sobrecarga, como se muestra en la ilustración 4-13.

4.2 Análisis escenario B

Para este caso, se agrega el PMGD Til Til, lo que implicaría también el traspaso de carga del alimentador Rungue y el alimentador Polpaico hacia el alimentador Batuco.

4.2.1 Niveles de tensión en el alimentador, escenario B

Al igual que en los casos del escenario A, se procede a comprobar los niveles de tensión y sólo se mostrarán los que se encuentran fuera de los rangos establecidos por norma, todos los gráficos de los niveles de tensión se encuentran en Anexos 9.1.2.

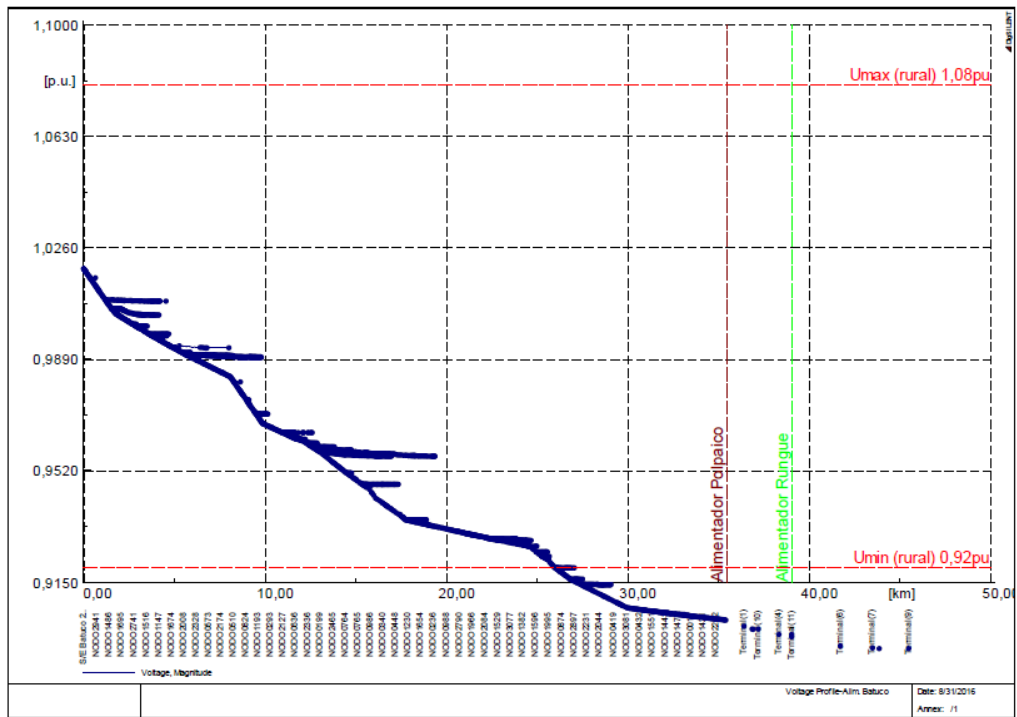


Ilustración 4-3 Escenario 1B, Tensión máxima, demanda máxima, generación mínima. Elaboración propia

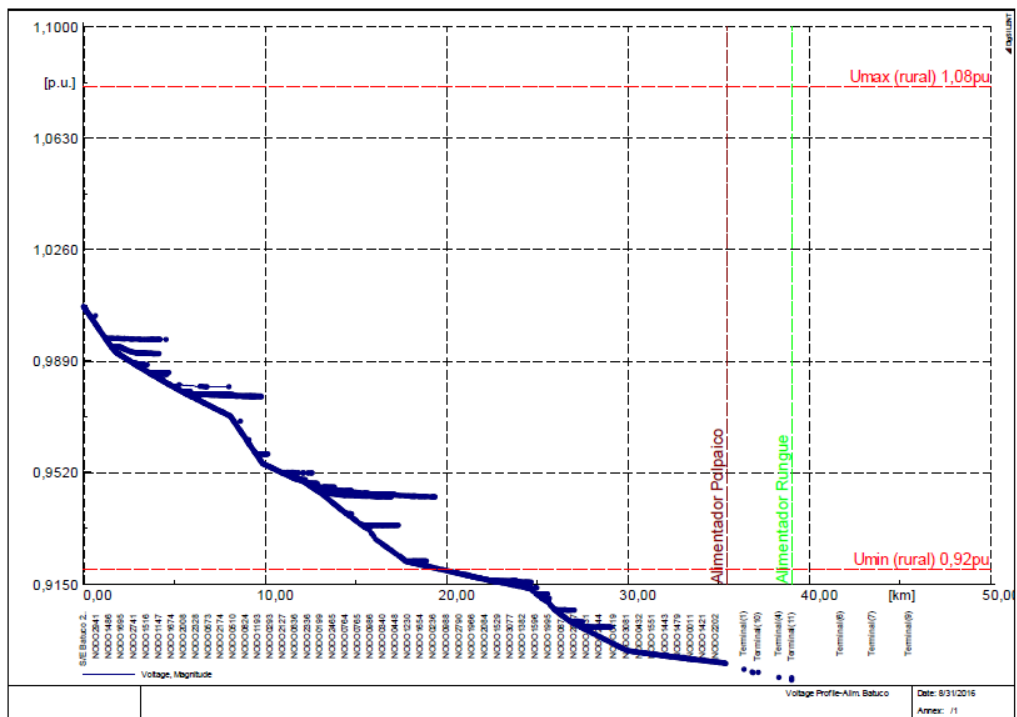


Ilustración 4-4 Escenario 2B, Tensión media, demanda máxima, generación mínima. Elaboración propia

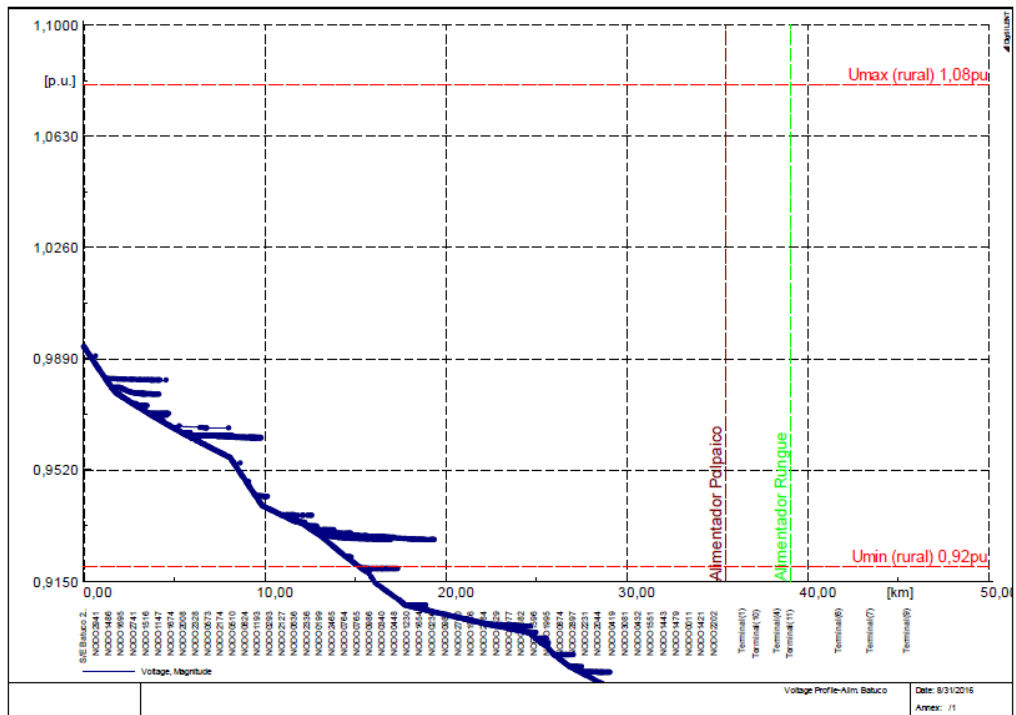


Ilustración 4-5 Escenario 3B, Tensión mínima, demanda máxima, generación mínima. Elaboración propia

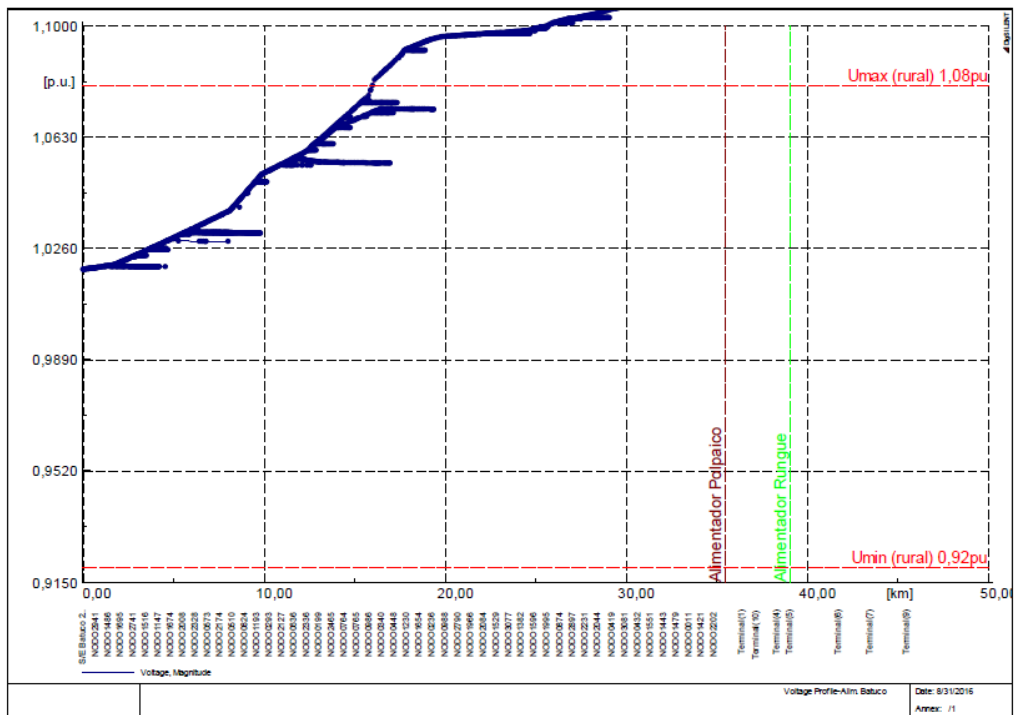


Ilustración 4-6 Escenario 10B, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima. Elaboración propia

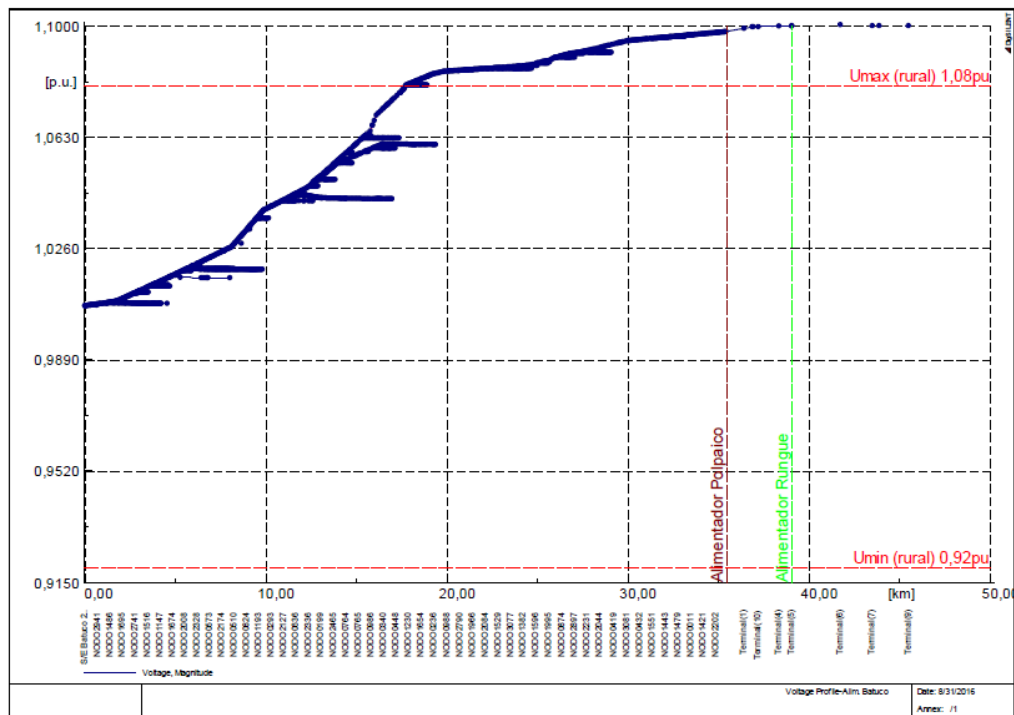


Ilustración 4-7 Escenario 11B, Tensión media, demanda mínima, generación máxima. Elaboración propia

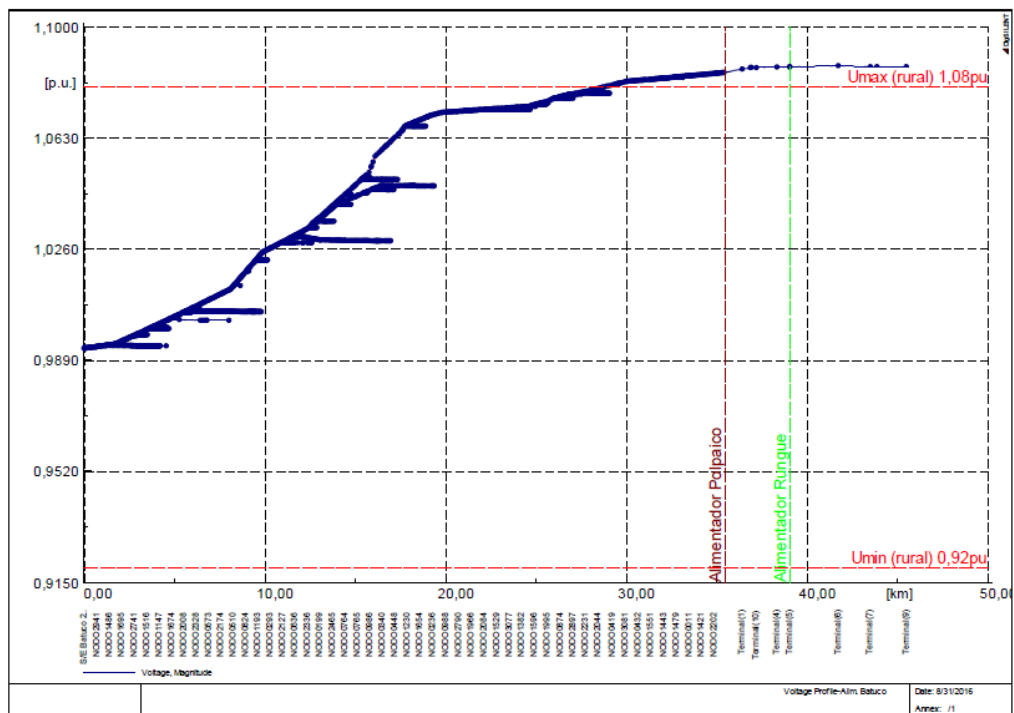


Ilustración 4-8 Escenario 12B, Tensión mínima, demanda mínima, generación máxima. Elaboración propia

4.2.2 Análisis de resultados para escenarios de estudio B.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los escenarios de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Escenario	Niveles de Tensión
1B	Baja Tensión
2B	Baja Tensión
3B	Baja Tensión
4B	OK
5B	OK
6B	OK
7B	OK
8B	OK
9B	OK
10B	Sobre Tensión
11B	Sobre Tensión
12B	Sobre Tensión

Tabla 4-3 Resumen de resultados obtenidos en Escenarios B

Se puede apreciar, que en el alimentador, cuando se agrega el traspaso de carga y el PMGD TiTil, la tensión aumenta por sobre lo permitido para los casos 10B, 11B y 12B, en otras palabras, cuando hay generación máxima y demanda mínima.

En el caso de generación mínima, al haber traspasos de carga, el alimentador se alarga incluyendo más cargas, además al final de este alimentador una minera por lo tanto, los casos con generación mínima y demanda máxima tienen problemas de baja tensión.

4.2.3 Variación de Carga en Alimentador, Escenarios B

Se analizan todos los tramos de conductor del Alimentador Batuco en cada uno de los escenarios de estudio, encontrándose sobrecargas en los siguientes tramos de red, de acuerdo a los escenarios en estudio:

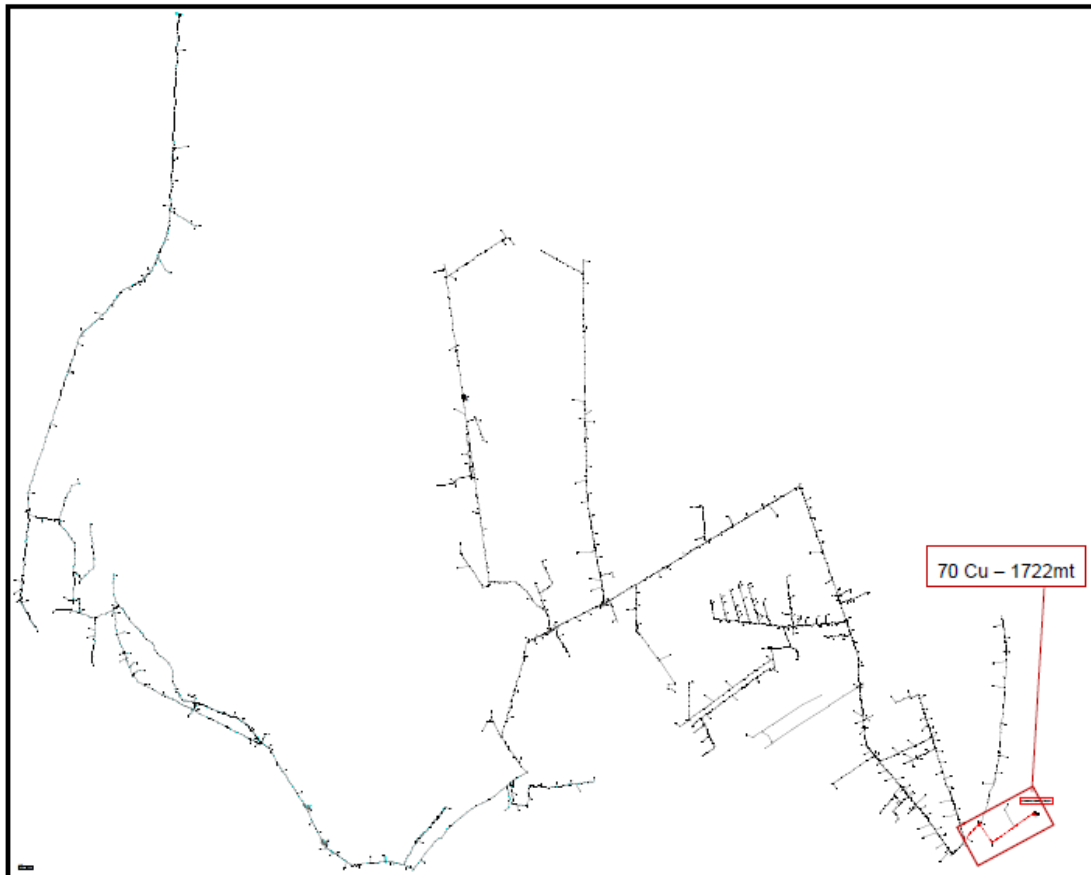


Ilustración 4-9 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios 1B, 2B y 3B. Elaboración propia

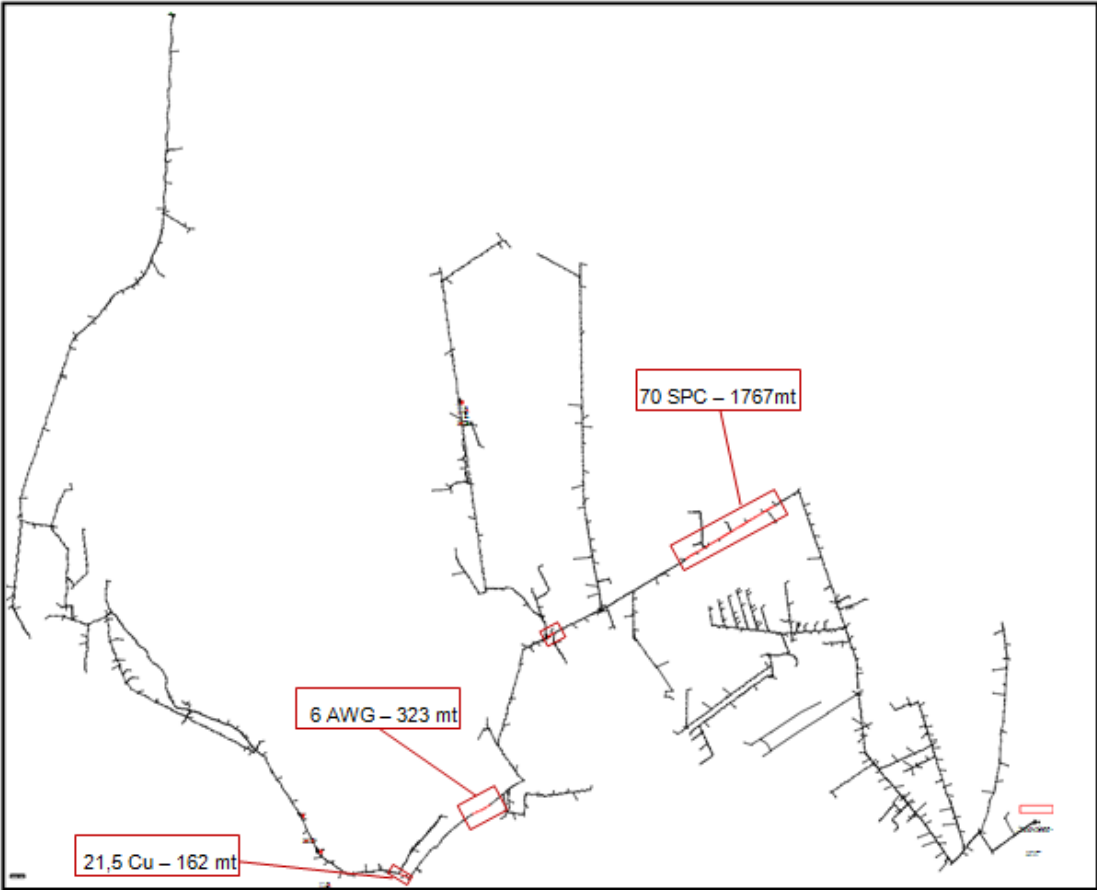


Ilustración 4-10 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios 4B, 5B y 6B. Elaboración propia

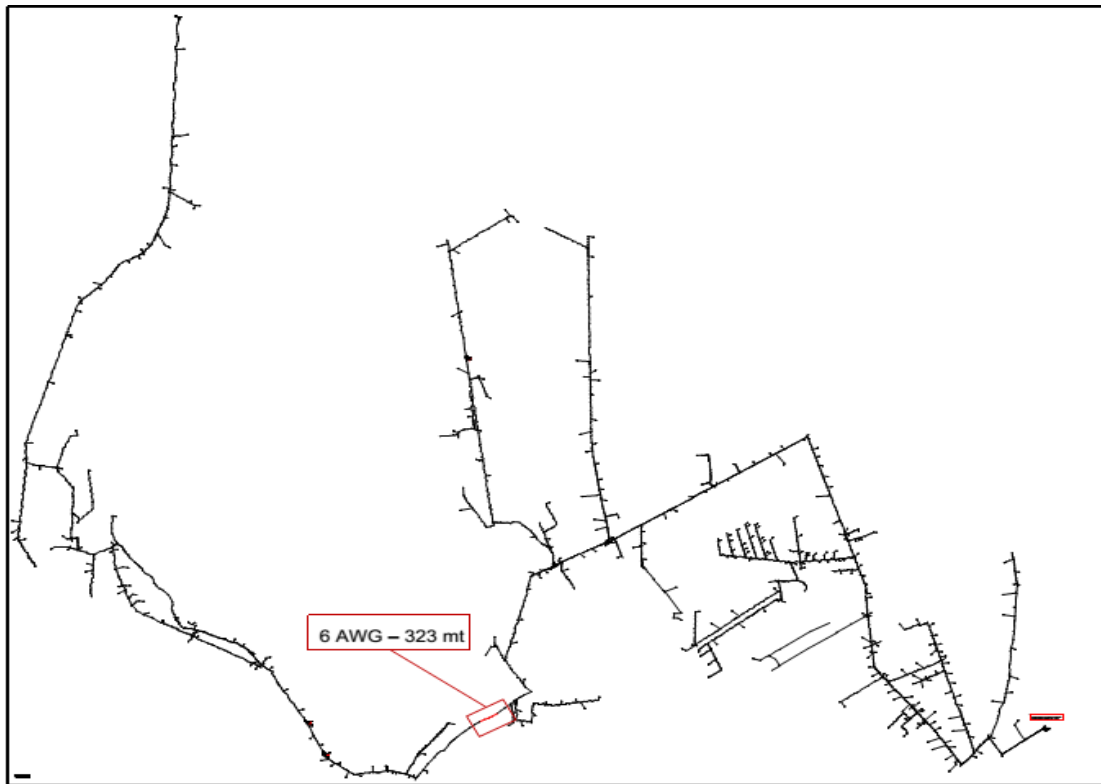


Ilustración 4-11 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios restantes. Elaboración propia

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los escenarios de estudio en los cuales sea detectado de conductores con una carga mayor al 85% de su capacidad de planificación entregada por la empresa distribuidora:

Tipo Conductor	Largo [m]
70 SPC*	1.767
6 AWG*	323
21,5 Cu*	162
70 Cu	1.722
70 Cu	160

Tabla 4-4 Conductores Sobrecargados > 85%

Los conductores marcados con * son tramos de alimentador que con la condición actual del alimentador, y considerando sólo los PMGDs proyectados, ya aparecen con sobrecarga, como se muestra en los resultados del Escenario A.

4.3 Obras de Adecuación Propuestas Escenarios A y B

En base a las soluciones obtenidas del estudio de flujo de potencia, estas obras de adecuación se deberían realizar de acuerdo a la NTCO

4.3.1 Reemplazo de conductores

Se considera un reemplazo de conductores por sobrecargas detectadas en el proceso de estudio, con una carga mayor al 85% de la capacidad de planificación de la empresa distribuidora, los cuales serán reemplazados, según la siguiente tabla:

Tipo Conductor	Largo[m]	Reemplazo
70 SPC*	1.722	185 SPC
21,5 Cu*	162	185 SPC
6 AWG	323	185 AL
70 Cu	1.767	185 AL
70 Cu	160	185 AL

Tabla 4-5 Cambio de conductores

4.3.2 Instalación de un Banco Regulador de tensión

Para la regulación de la tensión en el extremo del alimentador Batuco, es que se sugiere la instalación de un regulador de tensión trifásico, en conexión delta cerrado del tipo *VR-32 Cooper* cercano a las coordenadas UTM (329340,27; 6318968,28) y (329343,77; 6318978,28):

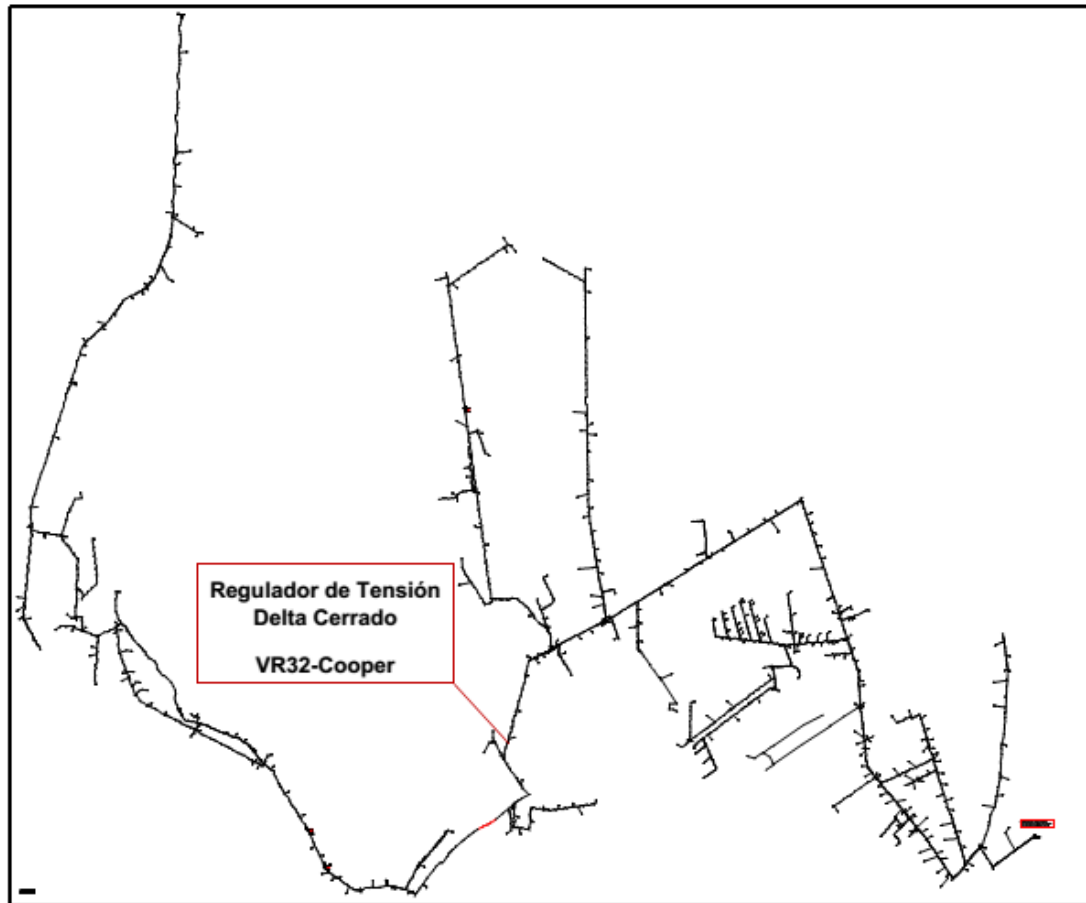


Ilustración 4-12 Referencia de ubicación Regulador de Tensión. Elaboración propia

Las características de modelado para el regulador VR-32, se presentan en la siguiente configuración en DigSILENT:

Name	VR-32 COOPER
Technology	Three Phase Transformer
Rated Power	3,3 MVA
Nominal Frequency	50, Hz
Rated Voltage	
HV-Side	23, kV
LV-Side	23, kV
Vector Group	
HV-Side	D
LV-Side	D

Ilustración 4-13 Configuración regulador VR-32 (1).

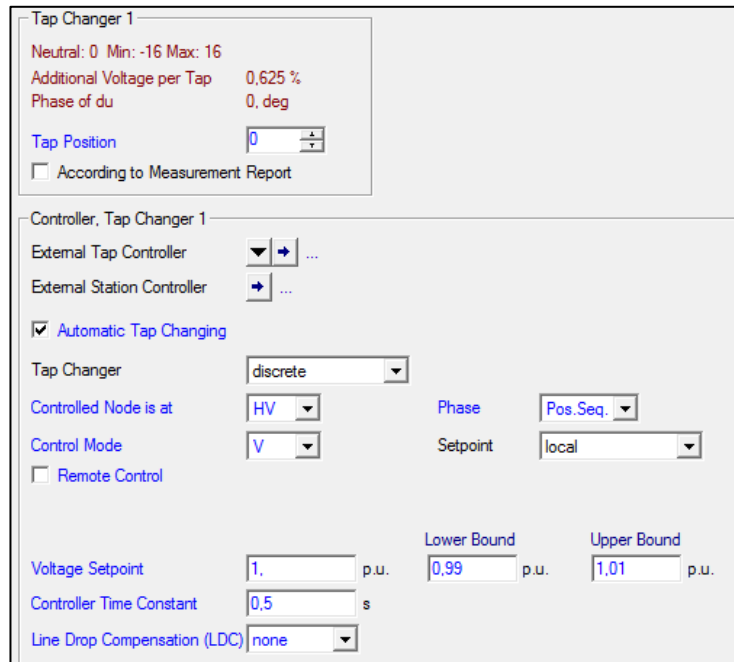


Ilustración 4-14 Configuración regulador VR-32 (2)

4.4 Evaluación de variaciones propuestas en la Red

Se evalúan los escenarios desde el 1 al 12, los cuales cuentan con las variaciones de red propuestas además de la extensión del Alimentador Batuco.

Se pueden observar los gráficos de tensión dentro de los Anexos 9.1.3, sin embargo ninguno escapa de los niveles establecidos por norma.

4.5 Análisis de resultados para los casos de estudio C.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual se muestran los escenarios de estudio en comparación de escenarios B (correspondiente a los resultados, sin las modificaciones propuestas) y los escenarios C (resultados con variaciones de red):

Escenario	Niveles de Tensión	Escenario	Niveles de Tensión
1B	Baja Tensión	1C	OK
2B	Baja Tensión	2C	OK
3B	Baja Tensión	3C	OK
4B	OK	4C	OK
5B	OK	5C	OK
6B	OK	6C	OK
7B	OK	7C	OK
8B	OK	8C	OK
9B	OK	9C	OK
10B	Sobre Tensión	10C	OK
11B	Sobre Tensión	11C	OK
12B	Sobre Tensión	12C	OK

Tabla 4-6 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para escenarios B y C

Se aprecia, que con las modificaciones propuestas en la red, se solucionan los problemas de sobre y sub tensión presentados en los análisis anteriores.

Tampoco se detectan conductores con sobrecarga, por lo que se puede determinar que el PMGD Til Til, es factible de conectar al alimentador Batuco y su ampliación, siempre y cuando se cumpla con las adecuaciones de red presentadas.

4.6 Variación de Tensión en el Punto de Repercusión

En base a los resultados de simulación, se obtienen los siguientes valores de tensión en el Punto de Repercusión asociado a la conexión:

	Demanda Mínima	Demanda Máxima
Tensión Sin PMGD (p.u.)	0,986	0,968
Tensión Con PMGD (p.u.)	1,042	1,015
Variación %	5,68%	4,86%

Tabla 4-7 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión.

Se observa en los resultados obtenidos, que la conexión del PMGD Til Til, no varía la tensión en el punto de repercusión asociado con un porcentaje mayor al 6% establecido por la NTCO PMGD.

5 Estudio de escenarios de construcción de proyectos.

Ahora, teniendo en cuenta que ya se realizó el estudio en base a la normativa vigente, se propone realizar el estudio de flujo de potencia según los diferentes escenarios posibles de conexión de los PMGD's que se encuentran dentro del estudio. La diferencia entre un escenario y otro se determina según la conexión de uno de los PMGD's proyectados con ICC aprobada, partiendo con el escenario 1, que consiste en la conexión sólo del **PMGD 156** que es el de **Til Til**, los demás escenarios serán **definidos según conexión secuencial de los PMGD's proyectados como se puede observar en el siguiente diagrama:**

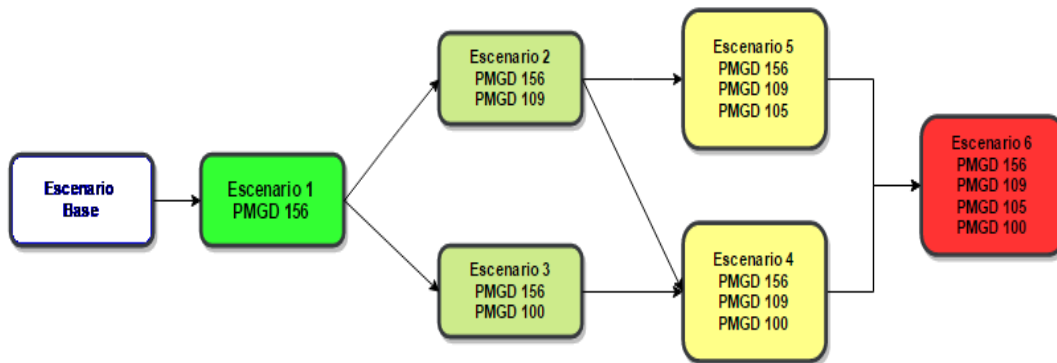


Ilustración 5-1 Escenarios posibles según conexión de PMGDs proyectados. Elaboración propia

Dado que el PMGD 105 y 109 se encuentran prácticamente en el mismo punto, se decidió que con sólo uno de ellos se tendría una idea de cuánto influye, lo que redujo uno de los caminos.

Como se puede observar en el diagrama, cada escenario contempla que ciertos PMGD's se encuentren en máxima generación, por ejemplo en el escenario 5 el PMGD 156, PMGD 109 y PMGD 105 se encuentran generando. Además se puede

deducir que para alcanzar el estado Escenario 6 basta que sólo se conecte el PMGD 100.

De ahora en adelante, **se mostrarán los resultados de los flujos de potencia y las adecuaciones necesarias para cumplir con la normativa para cada uno de los escenarios** a fin de conocer cuando hay que realizar cada adecuación.

5.1 Caso Base

A continuación se describen los casos a estudiar para el análisis de Flujo de Potencia en el escenario base, lo que se define como la no conexión de ningún PMGD proyectado al alimentador **(PMGD 100 – PMGD 105 – PMGD 109, no se consideran) y tampoco se incluye el PMGD 156**, la descripción de estos a continuación:

Casos de estudio - Evaluación de impacto PMGD Til Til – Escenario Base						
Esc.	Ítem	Código	Condición del Alimentador	Demanda	Tensión	Generación
Escenario Base sin adecuaciones	1	0-1A	Caso Base (Sin adecuaciones Base)	Máxima	Máxima	Sin Generación
	2	0-1B	Caso Base (Sin adecuaciones Base)	Máxima	Media	Sin Generación
	3	0-1C	Caso Base (Sin adecuaciones Base)	Máxima	Mínima	Sin Generación
	4	0-1D	Caso Base (Sin adecuaciones Base)	Mínima	Máxima	Sin Generación
	5	0-1E	Caso Base (Sin adecuaciones Base)	Mínima	Media	Sin Generación
	6	0-1F	Caso Base (Sin adecuaciones Base)	Mínima	Mínima	Sin Generación
Escenario Base con adecuaciones	7	0-2A	Caso Base (Con adecuaciones Base)	Máxima	Máxima	Sin Generación
	8	0-2B	Caso Base (Con adecuaciones Base)	Máxima	Media	Sin Generación
	9	0-2C	Caso Base (Con adecuaciones Base)	Máxima	Mínima	Sin Generación
	10	0-2D	Caso Base (Con adecuaciones Base)	Mínima	Máxima	Sin Generación
	11	0-2E	Caso Base (Con adecuaciones Base)	Mínima	Media	Sin Generación
	12	0-2F	Caso Base (Con adecuaciones Base)	Mínima	Mínima	Sin Generación

Tabla 5-1 Escenarios de estudio caso base

5.1.1 Resultados estudio de flujos de potencia

A continuación se muestran los perfiles de tensión que tienen mayor repercusión en el alimentador para los diferentes casos correspondientes al Escenario Base, para los demás casos, revisar Anexos 9.2.1.

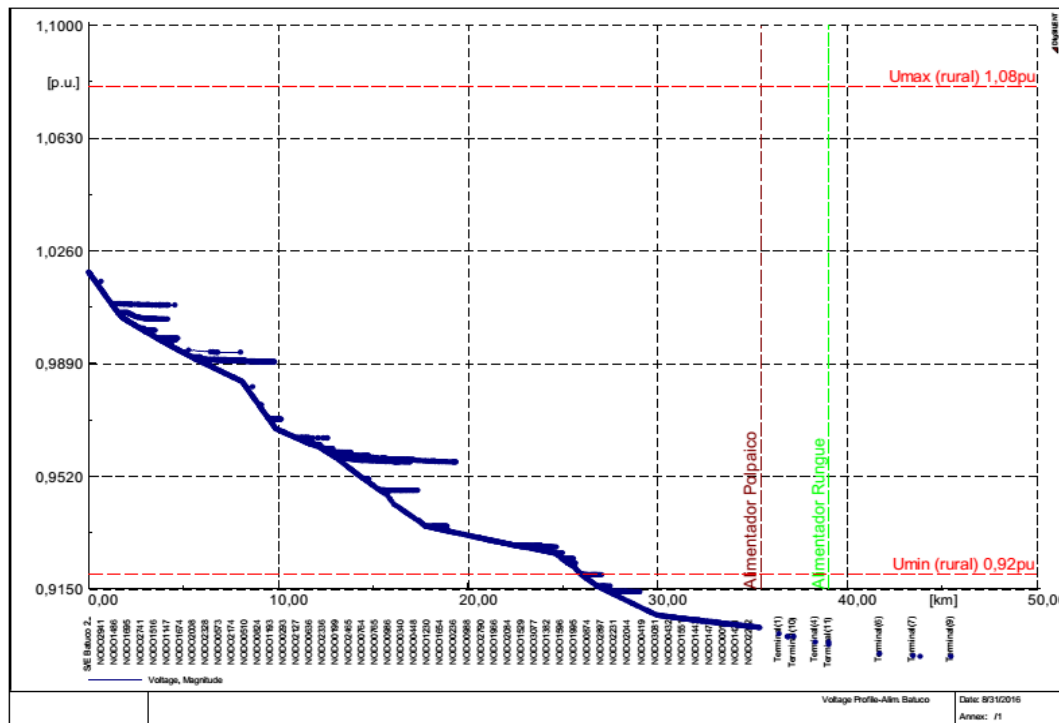


Ilustración 5-2 Caso base 0-1A. Elaboración propia

5.1.2 Análisis de resultados para el caso de estudio.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los casos de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Casos	Niveles de Tensión
0-1A	Baja Tensión
0-1B	Baja Tensión
0-1C	Baja Tensión
0-1D	OK
0-1E	OK
0-1F	OK

Tabla 5-2 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario base sin adecuaciones.

Se puede apreciar, que el alimentador, sin otros PMGD's conectados a este, se encuentra por debajo de las bandas de tensión permitidas por la norma ($\pm 8\%$).

Por lo tanto es necesaria la inserción de un regulador de Tensión, el regulador de tensión propuesto será el VR32 Cooper.

5.1.3 Variación de Carga en Alimentador Batuco.

Para el caso base, se puede apreciar una sobrecarga al inicio del alimentador, como se puede observar en la siguiente figura:

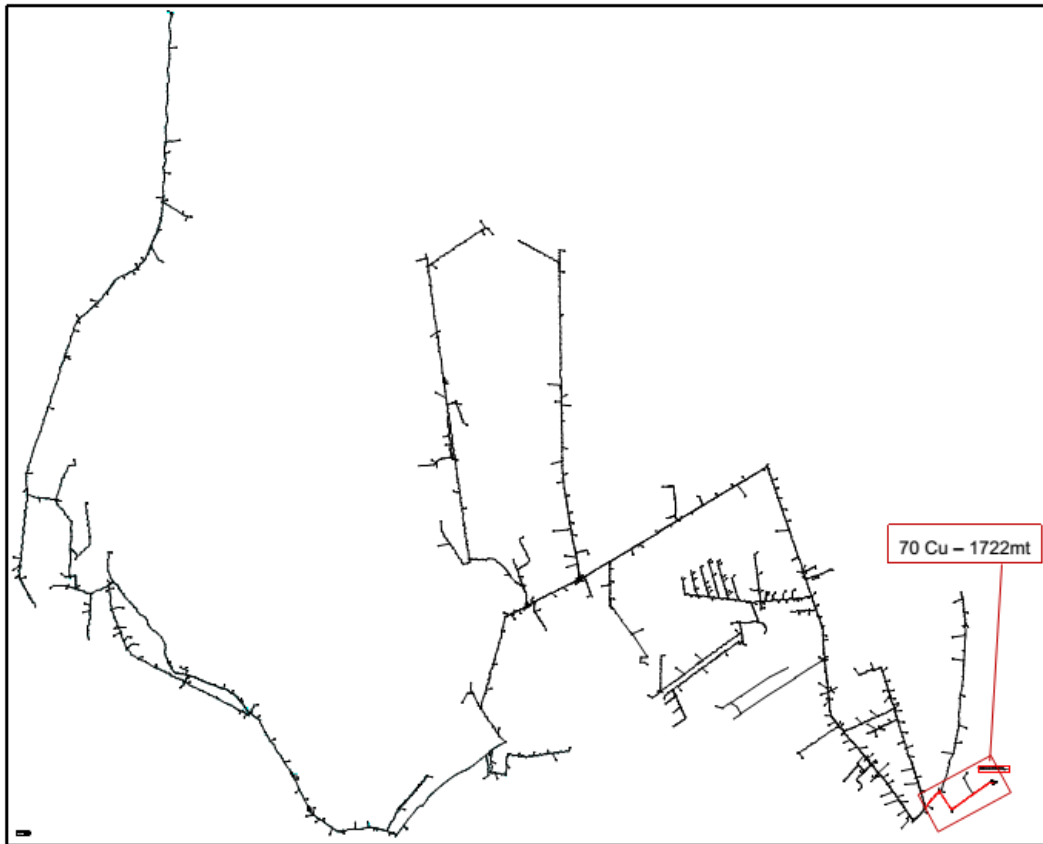


Ilustración 5-5 Variación de carga para el Caso Base. . Elaboración propia

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual se muestra la cantidad metros lineales de conductor que se encuentran sobrecargados (conductores con una carga mayor al 85% de su capacidad de planificación entregada por la empresa distribuidora):

Tipo Conductor	Largo
70 CU	1.722

Tabla 5-3 Conductores Sobrecargados > 85%

5.1.4 Obras de Adecuación Propuestas

En base a las simulaciones realizadas con las actuales características de la red de distribución y la extensión del Alimentador Batuco, se considera que son necesarias las siguientes adecuaciones para el caso Base.

5.1.5 Reemplazo de conductores

Se considera un reemplazo de conductores por sobrecargas detectadas en el proceso de estudio, con una carga mayor al 85% de la capacidad de planificación de la empresa distribuidora, los cuales serán reemplazados, según la siguiente tabla:

Tipo Conductor	Largo[m]	Conductor de Reemplazo
70 Cu	1.722	185 AL

Tabla 5-4 Reemplazo de conductor propuesto

5.1.6 Instalación de un Banco Regulador de tensión

Para la regulación de la tensión en el extremo del alimentador Batuco, es que se sugiere la instalación de un regulador de tensión trifásico, en conexión delta cerrado del tipo VR-32 Cooper cercano a las coordenadas UTM (329340,27; 6318968,28) y (329343,77; 6318978,28):

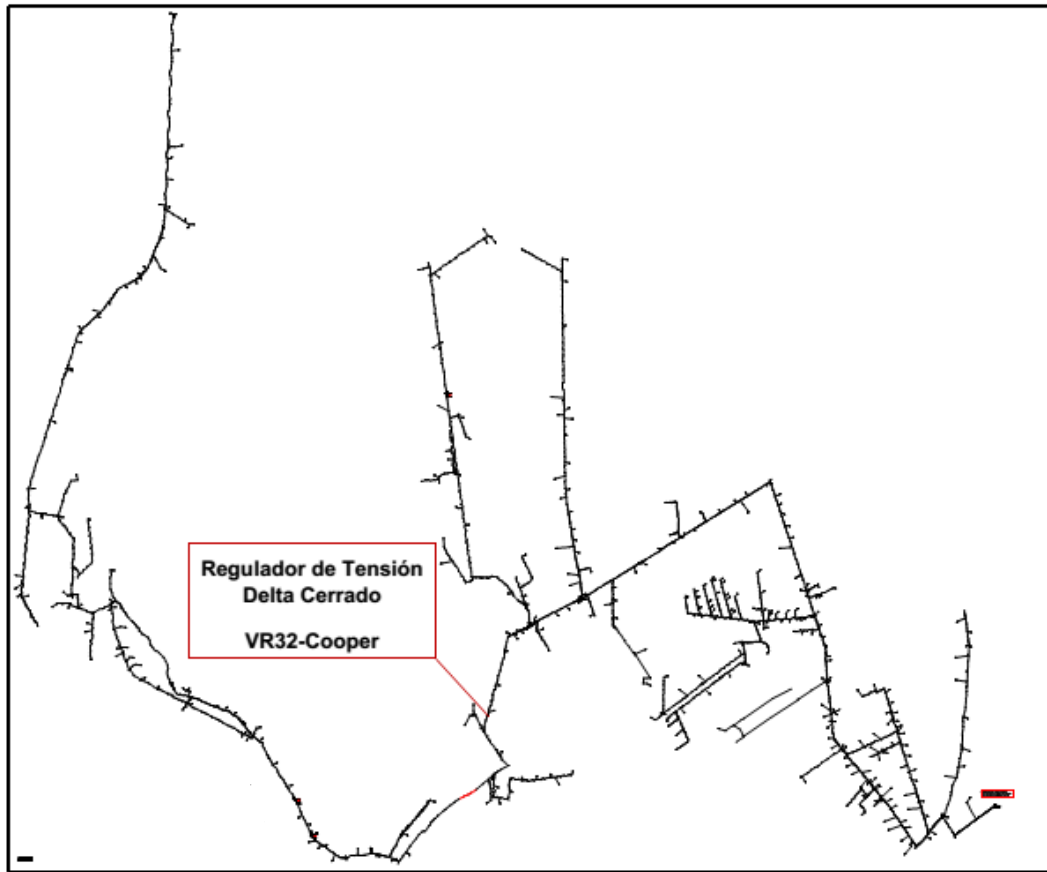


Ilustración 5-6 Referencia de ubicación Regulador de Tensión. *Elaboración propia*

Las características de modelado para el regulador VR-32, se presentan en la siguiente configuración en DigSilent:

Name	VR-32 COOPER
Technology	Three Phase Transformer
Rated Power	3,3 MVA
Nominal Frequency	50, Hz
Rated Voltage	
HV-Side	23, kV
LV-Side	23, kV
Vector Group	
HV-Side	D
LV-Side	D

Ilustración 5-7 Configuración regulador VR-32 (1)

Ilustración 5-8 Configuración regulador VR-32 (2)

5.1.7 Comparación de resultados para el caso de estudio.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual se comparan ambos escenarios de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Escenario	Niveles de Tensión	Escenario	Niveles de Tensión
0-1A	Baja Tensión	0-2A	OK
0-1B	Baja Tensión	0-2B	OK
0-1C	Baja Tensión	0-2C	OK
0-1D	OK	0-2D	OK
0-1E	OK	0-2E	OK
0-1F	OK	0-2F	OK

Tabla 5-5 Comparación de resultados del caso Base.

Se puede apreciar, que el alimentador, con las adecuaciones propuestas y sin otros PMGD's conectados a este, se encuentra por dentro de las bandas de tensión permitidas por la norma ($\pm 8\%$).

Por lo tanto la inserción de un regulador de Tensión VR32 Cooper recomendada es necesaria.

5.1.8 Variación de Carga en Alimentador Batuco.

Una vez realizados los refuerzos de conductor, la cargabilidad del Alimentador Batuco no presenta sobrecargas, lo que implica que ningún tramo del alimentador presenta corrientes por sobre el 85% de la capacidad de planificación entregada por Enel Distribución.

5.2 Escenario 1

A continuación se describen los casos a estudiar para el análisis de Flujo de Potencia en el escenario 1, lo que se define como:

No se conecta ninguno de los PMGD's proyectados al alimentador (**PMGD 100 – PMGD 105 – PMGD 109, no se consideran**), pero si se considera el **PMGD 156**, la descripción de estos a continuación:

Casos de estudio - Evaluación de impacto PMGD Til Til – Escenario 1						
Esc.	Ítem	Códig	Condición del Alimentador	Demanda	Tensión en	Generación
Escenario 1 Sólo PMGD 156	13	1-1A	Escenario 1 - Con adecuaciones Base	Máxima	Máxima	PMGD 156
	14	1-1B	Escenario 1 - Con adecuaciones Base	Máxima	Media	PMGD 156
	15	1-1C	Escenario 1 - Con adecuaciones Base	Máxima	Mínima	PMGD 156
	16	1-1D	Escenario 1 - Con adecuaciones Base	Mínima	Máxima	PMGD 156
	17	1-1E	Escenario 1 - Con adecuaciones Base	Mínima	Media	PMGD 156
	18	1-1F	Escenario 1 - Con adecuaciones Base	Mínima	Mínima	PMGD 156

Tabla 5-6 Casos de estudio para el Escenario 1.

5.2.1 Resultados estudio de flujos de potencia

En este caso no se superan los límites de tensión, aun así los perfiles de tensión se pueden observar en Anexos 9.2.2.

5.2.2 Análisis de resultados para el caso de estudio.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los casos de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Casos	Niveles de Tensión
1-1B	OK
1-1C	OK
1-1D	OK
1-1E	OK
1-1F	OK

Tabla 5-7 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el Escenario 1.

Se puede apreciar, que el alimentador, cuando sólo se encuentra el PMGD 156 operando, no presenta caídas de tensión por sobre de $\pm 8\%$ dentro de toda su extensión.

5.2.3 Variación de Carga en Alimentador Batuco.

A continuación se muestra la cargabilidad dentro del alimentador batuco, la cual muestra que no existen tramos con sobrecarga para el Escenario 1.

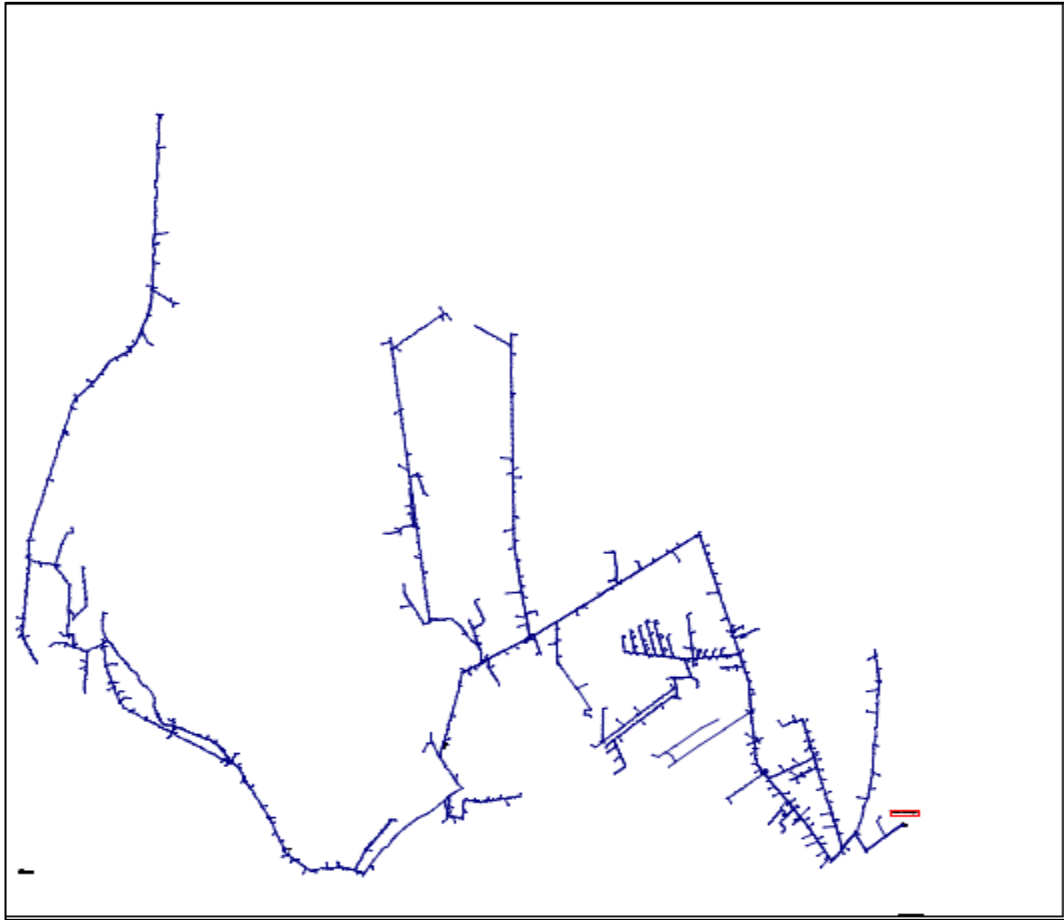


Ilustración 5-9 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 1. Elaboración propia

Por lo tanto cuando se encuentra el PMGD 156 operando en máxima generación, **no es necesario** realizar adecuaciones para ninguno de los casos presentados.

5.2.4 Obras de Adecuación Propuestas

En base a las simulaciones realizadas con las características de la red de distribución dadas por el escenario anterior, incluyendo además el PMGD 156, se considera que no son necesarias adecuaciones para el Escenario 1.

5.2.5 Variación de Tensión en el Punto de Repercusión

En base a los resultados de simulación, se obtienen los siguientes valores de tensión en el Punto de Repercusión asociado a la conexión para el Escenario 1:

	Demanda Mínima	Demanda Máxima
Tensión Sin PMGD “Esc. Base” (p.u.)	0,982	0,937
Tensión Con PMGD (p.u.)	1,044	0,989
Variación %	5,93%	5,26%

Ilustración 5-10 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión para el Escenario 1.

En consideración a los resultados, para cumplir con el artículo 4-27 de la NTCO PMGD, se recomienda realizar la sincronización de este en algún momento en que la generación de la planta sea mínima, para así no provocar oscilaciones cercanas al 6 % al momento de conectar.

5.3 Escenario 2

A continuación se describen los casos a estudiar para el análisis de Flujo de Potencia en el escenario 2, lo que se define como:

Se conecta el PMGD 109, y los demás proyectados al alimentador (PMGD 100 – PMGD 105) no se consideran, pero si se considera el PMGD 156, la descripción de estos a continuación:

Casos de estudio - Evaluación de impacto PMGD Til Til – Escenario 2						
Esc.	Ítem	Código	Condición del Alimentador	Demanda	Tensión	Generación
Escenario 2 PMGD 156 y 109	19	2-1A	PMGD 156 + 109 + Adecuaciones	Máxima	Máxima	PMGD 156 y 109
	20	2-1B	PMGD 156 + 109 + Adecuaciones	Máxima	Media	PMGD 156 y 109
	21	2-1C	PMGD 156 + 109 + Adecuaciones	Máxima	Mínima	PMGD 156 y 109
	22	2-1D	PMGD 156 + 109 + Adecuaciones	Mínima	Máxima	PMGD 156 y 109
	23	2-1E	PMGD 156 + 109 + Adecuaciones	Mínima	Media	PMGD 156 y 109
	24	2-1F	PMGD 156 + 109 + Adecuaciones	Mínima	Mínima	PMGD 156 y 109

Ilustración 5-11 Casos de estudio para el Escenario 2.

A continuación se muestran los perfiles de tensión del alimentador para los diferentes casos correspondientes al Escenario 2

5.3.1 Resultados estudio de flujos de potencia

En este caso no se superan los límites de tensión, aun así los perfiles de tensión se pueden observar en Anexos 9.2.3.

5.3.2 Análisis de resultados para el caso de estudio.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los casos de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Casos	Niveles de Tensión
2-1B	OK
2-1C	OK
2-1D	OK
2-1E	OK
2-1F	OK

Ilustración 5-12 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 2.

Se puede apreciar, que el alimentador, cuando se encuentran el PMGD 156 y el PMGD 109 operando, no presenta caídas de tensión por sobre de $\pm 8\%$ dentro de toda su extensión.

5.3.3 Variación de Carga en Alimentador Batuco.

A continuación se muestra la cargabilidad dentro del alimentador batuco, la cual muestra que no existen tramos con sobrecarga para el Escenario 2.

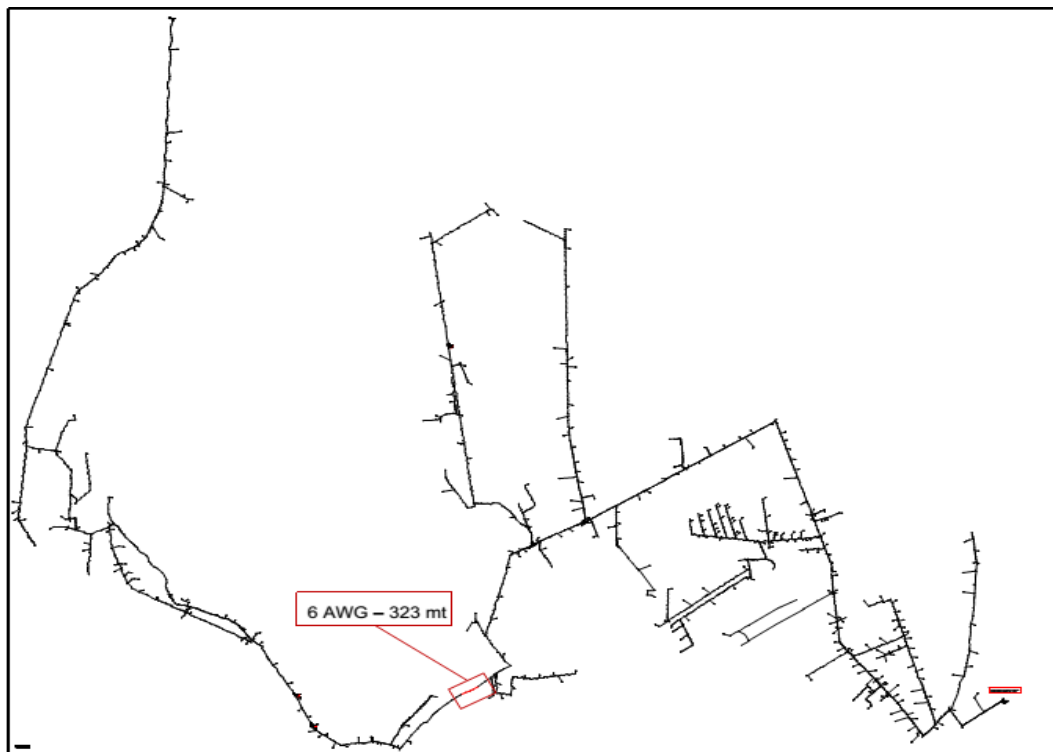


Ilustración 5-13 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 2. *Elaboración propia*

Cuando se encuentra el PMGD 156 y PMGD 109 operando en máxima generación, **es necesario realizar un refuerzo a la red por 323 metros del conductor 6 AWG.**

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual se muestra la cantidad metros lineales de conductor que se encuentran sobrecargados (conductores con una carga mayor al 85% de su capacidad de planificación entregada por la empresa distribuidora):

Tipo Conductor	Largo [m]
6 AWG*	323

Ilustración 5-14 Conductores Sobrecargados > 85%

Cabe destacar que el conductor marcado con * es un tramo de alimentador que con la condición actual del alimentador, y considerando sólo los PMGD's proyectados, ya aparecen con sobrecarga en los escenarios sin traspaso de carga.

5.3.4 Obras de Adecuación Propuestas Caso 2

En base a las simulaciones realizadas con las actuales características de la red de distribución y la extensión del Alimentador Batuco, se considera que son necesarias las siguientes adecuaciones para el Escenario 2:

5.3.4.1 Reemplazo de conductores

Se considera un reemplazo de conductores por sobrecargas detectadas en el proceso de estudio, con una carga mayor al 85% de la capacidad de planificación de la empresa distribuidora, los cuales serán reemplazados, según la siguiente tabla:

Tipo Conductor	Largo[m]	Conductor de Reemplazo
6 AWG*	323	185 AL

Tabla 5-8 Reemplazo de conductor propuesto

5.3.5 Variación de Tensión en el Punto de Repercusión

En base a los resultados de simulación, se obtienen los siguientes valores de tensión en el Punto de Repercusión asociado a la conexión para el Escenario 2:

	Demanda Mínima	Demanda Máxima
Tensión Sin PMGD 156 (p.u.)	0,985	0,956
Tensión Con PMGD 156 (p.u.)	1,047	1,005
Variación %	5,92%	4,88%

Tabla 5-9 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 2.

En consideración a los resultados, para cumplir con el artículo 4-27 de la NTCO PMGD, se recomienda realizar la sincronización de este en algún momento en que la generación de la planta sea mínima, para así no provocar **oscilaciones cercanas** al 6 % al momento de conectar.

5.4 Escenario 3

A continuación se describen los casos a estudiar para el análisis de Flujo de Potencia en el escenario 3, lo que se define como:

Se conecta el PMGD 100, y los demás proyectados al alimentador (**PMGD 109 – PMGD 105**) **no se consideran, pero si se considera el PMGD 156**, la descripción de estos a continuación:

Casos de estudio - Evaluación de impacto PMGD Til Til – Escenario 3						
Esc.	Ítem	Código	Condición del Alimentador	Demanda	Tensión en	Generación
Escenario 3 PMGD 156 y 100	25	3-1A	PMGD 156 + 100 + Adecuaciones	Máxima	Máxima	PMGD 156 y 100
	26	3-1B	PMGD 156 + 100 + Adecuaciones	Máxima	Media	PMGD 156 y 100
	27	3-1C	PMGD 156 + 100 + Adecuaciones	Máxima	Mínima	PMGD 156 y 100
	28	3-1D	PMGD 156 + 100 + Adecuaciones	Mínima	Máxima	PMGD 156 y 100
	29	3-1E	PMGD 156 + 100 + Adecuaciones	Mínima	Media	PMGD 156 y 100
	30	3-1F	PMGD 156 + 100 + Adecuaciones	Mínima	Mínima	PMGD 156 y 100

Tabla 5-10 Casos de estudio para el Escenario 3.

A continuación se muestran los perfiles de tensión del alimentador para los diferentes casos correspondientes al Escenario 3

5.4.1 Resultados estudio de flujos de potencia

En este caso no se superan los límites de tensión, aun así los perfiles de tensión se pueden observar en Anexos 9.2.4.

5.4.2 Análisis de resultados para el caso de estudio.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los casos de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Casos	Niveles de Tensión
3-1B	OK
3-1C	OK
3-1D	OK
3-1E	OK
3-1F	OK

Tabla 5-11 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 3.

Se puede apreciar, que el alimentador, cuando se encuentran el PMGD 156 y el PMGD 100 operando, no presenta caídas de tensión por sobre de $\pm 8\%$ dentro de toda su extensión.

5.4.3 Variación de Carga en Alimentador Batuco.

A continuación se muestra la cargabilidad dentro del alimentador batuco, la cual muestra que no existen tramos con sobrecarga para el Escenario 3.

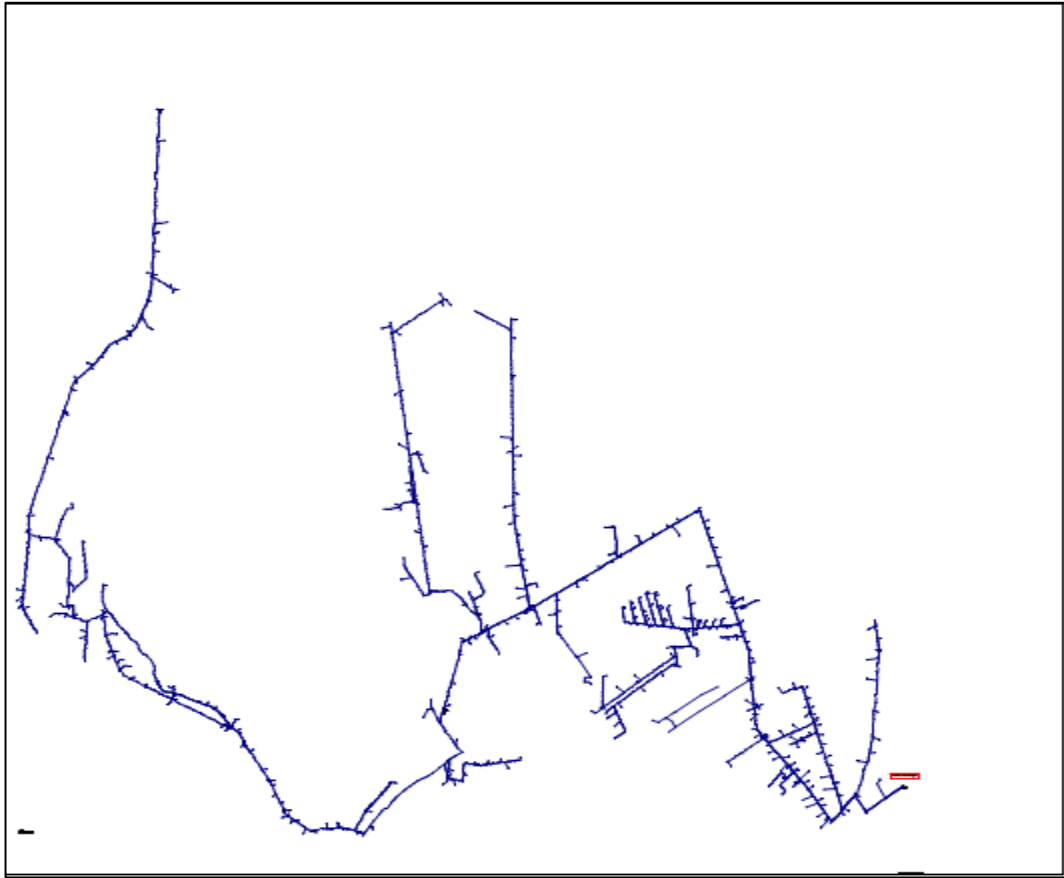


Ilustración 5-15 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 3. Elaboración propia

5.4.4 Análisis de resultados para el escenario de estudio.

Por lo tanto cuando se encuentra el PMGD 100 operando en máxima generación, **no es necesario** realizar adecuaciones para ninguno de los casos presentados.

5.4.5 Obras de Adecuación Propuestas

En base a las simulaciones realizadas con las características de la red de distribución dadas por el escenario 1, incluyendo además el PMGD 100, se considera **que no son necesarias** adecuaciones para el Escenario 3.

5.4.6 Variación de Tensión en el Punto de Repercusión

En base a los resultados de simulación, se obtienen los siguientes valores de tensión en el Punto de Repercusión asociado a la conexión para el Escenario 3:

	Demanda Mínima	Demanda Máxima
Tensión Sin PMGD 156 (p.u.)	0,985	0,956
Tensión Con PMGD 156 (p.u.)	1,047	1,005
Variación %	5,92%	4,88%

Tabla 5-12 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 3.

En consideración a los resultados, para cumplir con el artículo 4-27 de la NTCO PMGD, se recomienda realizar la sincronización de este en algún momento en que la generación de la planta sea mínima, para así no provocar **oscilaciones cercanas** al 6 % al momento de conectar.

5.5 Escenario 4

A continuación se describen los casos a estudiar para el análisis de Flujo de Potencia en el escenario 4, lo que se define como:

- Se conecta el PMGD 100 cuando se está dentro del Escenario 2.

O

- Se conecta el PMGD 109 cuando se está dentro del escenario 3

Los demás PMGDs proyectados al alimentador (**PMGD 105**) **no se consideran, pero si se considera el PMGD 156**, la descripción de estos a continuación:

Casos de estudio - Evaluación de impacto PMGD Til Til – Escenario 4						
Esc.	Ítem	Código	Condición del Alimentador	Demanda	Tensión en Barra	Generación
Escenario 4 PMGD 156, 100 y 109	25	4-1A	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 100 + Adecuaciones	Máxima	Máxima	PMGD 156 , 109 y 100
	26	4-1B	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 100 + Adecuaciones	Máxima	Media	PMGD 156 , 109 y 100
	27	4-1C	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 100 + Adecuaciones	Máxima	Mínima	PMGD 156 , 109 y 100
	28	4-1D	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Mínima	Máxima	PMGD 156 , 109 y 100
	29	4-1E	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Mínima	Media	PMGD 156 , 109 y 100
	30	4-1F	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Mínima	Mínima	PMGD 156 , 109 y 100

Tabla 5-13 Casos de estudio para el Escenario 4.

A continuación se muestran los perfiles de tensión del alimentador para los diferentes casos correspondientes al Escenario 4:

5.5.1 Resultados estudio de flujos de potencia

En este caso no se superan los límites de tensión, aun así los perfiles de tensión se pueden observar en Anexos 9.2.5.

5.5.2 Análisis de resultados para el caso de estudio.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los casos de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Casos	Niveles de Tensión
4-1B	OK
4-1C	OK
4-1D	OK
4-1E	OK
4-1F	OK

Tabla 5-14 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 4.

Se puede apreciar, que el alimentador, cuando se encuentran el PMGD 156, el PMGD 100 y el PMGD 109 operando, no presenta caídas de tensión por sobre de $\pm 8\%$ dentro de toda su extensión.

5.5.3 Variación de Carga en Alimentador Batuco.

A continuación se muestra la cargabilidad dentro del alimentador batuco, la cual muestra que no existen tramos con sobrecarga para el Escenario 4.

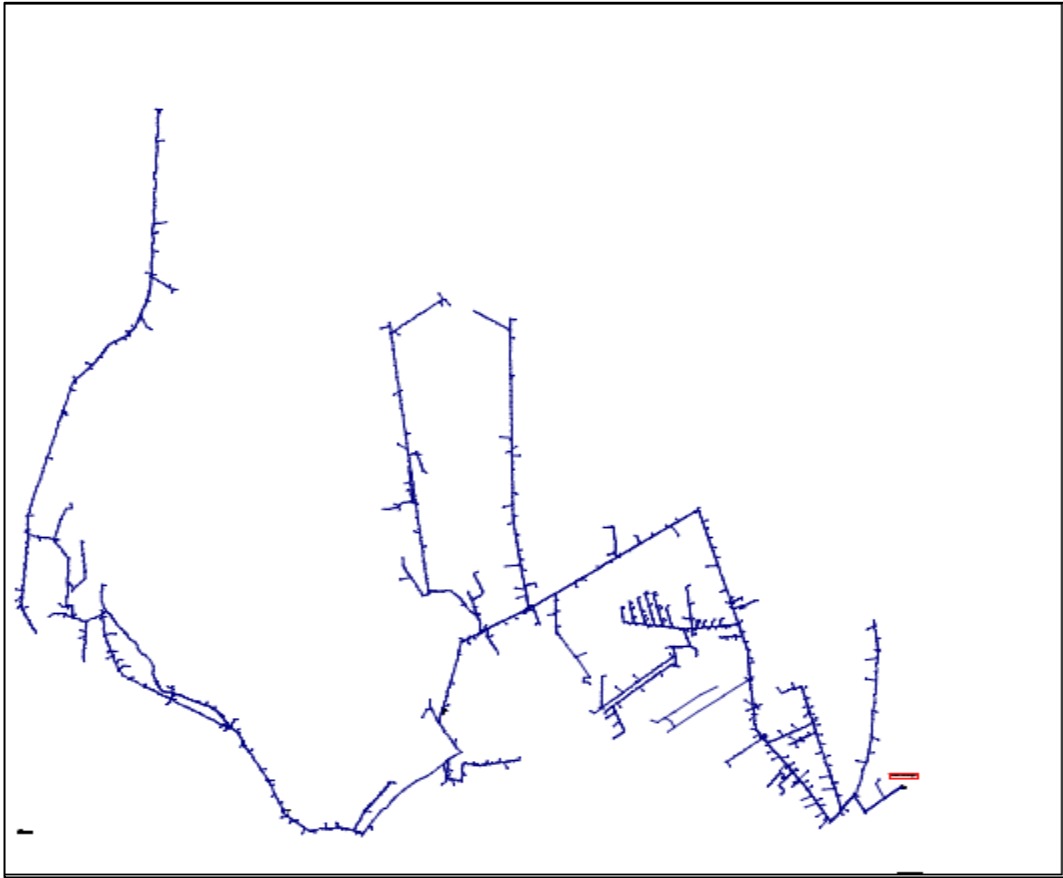


Ilustración 5-16 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 4. Elaboración propia

5.5.4 Análisis de resultados para el escenario de estudio.

Por lo tanto cuando se encuentra el PMGD 100 y el PMGD 109 operando en máxima generación, **no es necesario** realizar adecuaciones para ninguno de los casos presentados.

5.5.5 Obras de Adecuación Propuestas

En base a las simulaciones realizadas con las características de la red de distribución dadas por el escenario 2 incluyendo además el PMGD 100, se considera **que no son necesarias** adecuaciones para el Escenario 4.

En caso de encontrarse en el Escenario 3 y se conecte el PMGD 109, basta con adecuar la red en base a los resultados obtenidos en el Escenario 2, o sea reforzar la línea AWG 6 en 323 [m]

5.5.6 Variación de Tensión en el Punto de Repercusión

En base a los resultados de simulación, se obtienen los siguientes valores de tensión en el Punto de Repercusión asociado a la conexión para el Escenario 4:

	Demanda Mínima	Demanda Máxima
Tensión Sin PMGD 156 (p.u.)	0,995	0,963
Tensión Con PMGD 156 (p.u.)	1,049	1,020
Variación %	5,15%	5,58%

Tabla 5-15 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 4.

En consideración a los resultados, para cumplir con el artículo 4-27 de la NTCO PMGD, se recomienda realizar la sincronización de este en algún momento en que la generación de la planta sea mínima, para así no provocar **oscilaciones cercanas** al 6 % al momento de conectar.

5.6 Escenario 5

El escenario 5 se presenta cuando se está dentro del Escenario 2 y se conecta el PMGD 105. Los demás PMGDs proyectados al alimentador (**PMGD 100**) **no se consideran, pero si se considera el PMGD 156**, la descripción de los casos de estudio a continuación:

Casos de estudio - Evaluación de impacto PMGD Til Til – Escenario 5						
Esc.	Ítem	Código	Condición del Alimentador	Demanda	Tensión	Generación
Escenario 5 PMGD 156, 105 y 109	25	5-1A	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 105 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Máxima	Máxima	PMGD 156 , 109 y 105
	26	5-1B	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 105 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Máxima	Media	PMGD 156 , 109 y 105
	27	5-1C	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 105 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Máxima	Mínima	PMGD 156 , 109 y 105
	28	5-1D	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 105 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Mínima	Máxima	PMGD 156 , 109 y 105
	29	5-1E	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 105 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Mínima	Media	PMGD 156 , 109 y 105
	30	5-1F	PMGD 156 + PMGD 109 + PMGD 105 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2)	Mínima	Mínima	PMGD 156 , 109 y 105

Tabla 5-16 Casos de estudio para el Escenario 5.

A continuación se muestran los perfiles de tensión del alimentador para los diferentes casos correspondientes al Escenario 5

5.6.1 Resultados estudio de flujos de potencia

En este caso no se superan los límites de tensión, aun así los perfiles de tensión se pueden observar en Anexos 9.2.6.

5.6.2 Análisis de resultados para el caso de estudio.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los casos de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Casos	Niveles de Tensión
5-1B	OK
5-1C	OK
5-1D	OK
5-1E	OK
5-1F	OK

Tabla 5-17 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 5.

Se puede apreciar, que el alimentador, cuando se encuentran el PMGD 156, el PMGD 105 y el PMGD 109 operando, no presenta caídas de tensión por sobre de $\pm 8\%$ dentro de toda su extensión.

5.6.3 Variación de Carga en Alimentador Batuco.

A continuación se muestra la cargabilidad dentro del alimentador batuco, la cual muestra que existe un tramo con sobrecarga para el Escenario 5 el cual es de **Cu 21.5 por 163 metros aproximadamente.**



Ilustración 5-17 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 5. Elaboración propia

Cuando se encuentra el PMGD 156, PMGD 100 y PMGD 109 operando, es **necesario realizar un refuerzo a la red por 163.4 metros del conductor 21.5 Cu.** A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual se muestra la cantidad metros lineales de conductor que se encuentran sobrecargados (conductores con una carga mayor al 85% de su capacidad de planificación entregada por la empresa distribuidora):

Tipo Conductor	Largo [m]
21.5 Cu*	163.4

Tabla 5-18 Conductores Sobrecargados > 85%

Cabe destacar que el conductor marcado con * es un tramo de alimentador que con la condición actual del alimentador, y considerando sólo los PMGD's proyectados, ya aparecen con sobrecarga.

5.6.4 Reemplazo de conductores

En base a las simulaciones realizadas con las actuales características de la red de distribución y la extensión del Alimentador Batuco, se considera que son necesarias las siguientes adecuaciones para el Escenario 5.

Se considera un reemplazo de conductores por sobrecargas detectadas en el proceso de estudio, con una carga mayor al 85% de la capacidad de planificación de la empresa distribuidora, los cuales serán reemplazados, según la siguiente tabla:

Tipo Conductor	Largo[m]	Conductor de Reemplazo
21.5 Cu*	163.4	185

Tabla 5-19 Reemplazo de conductor propuesto

5.6.5 Variación de Tensión en el Punto de Repercusión

En base a los resultados de simulación, se obtienen los siguientes valores de tensión en el Punto de Repercusión asociado a la conexión para el Escenario 5:

	Demanda Mínima	Demanda Máxima
Tensión Sin PMGD 156 (p.u.)	1,001	0,970
Tensión Con PMGD 156 (p.u.)	1,052	1,028
Variación %	4,84%	5,64%

Tabla 5-20 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 5.

En consideración a los resultados, para cumplir con el artículo 4-27 de la NTCO PMGD, se recomienda realizar la sincronización de este en algún momento en que la generación de la planta sea mínima, para así no provocar **oscilaciones cercanas** al 6 % al momento de conectar.

5.7 Escenario 6

A continuación se describen los casos a estudiar para el análisis de Flujo de Potencia en el escenario 6, lo que se define como:

- Se conecta el PMGD 105 cuando se está dentro del Escenario 4.

○

- Se conecta el PMGD 100 cuando se está dentro del Escenario 5.

Sí se considera el PMGD 156, la descripción de estos a continuación:

Casos de estudio - Evaluación de impacto PMGD Til Til – Escenario 6						
Esc.	Ítem	Código	Condición del Alimentador	Demanda	Tensión	Generación
Escenario 6 PMGD 156, 105, 109 y 100.	25	6-1A	PMGD 156 + 109 + 105 + 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2 + Esc. 5)	Máxima	Máxima	PMGD 156 , 109 , 105 y 100
	26	6-1B	PMGD 156 + 109 + 105 + 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2 + Esc. 5)	Máxima	Media	PMGD 156 , 109 , 105 y 100
	27	6-1C	PMGD 156 + 109 + 105 + 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2 + Esc. 5)	Máxima	Mínima	PMGD 156 , 109 , 105 y 100
	28	6-1D	PMGD 156 + 109 + 105 + 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2 + Esc. 5)	Mínima	Máxima	PMGD 156 , 109 , 105 y 100
	29	6-1E	PMGD 156 + 109 + 105 + 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2 + Esc. 5)	Mínima	Media	PMGD 156 , 109 , 105 y 100
	30	6-1F	PMGD 156 + 109 + 105 + 100 + Adecuaciones (BASE + Esc. 2 + Esc. 5)	Mínima	Mínima	PMGD 156 , 109 , 105 y 100

Tabla 5-21 Casos de estudio para el Escenario 6.

A continuación se muestran los perfiles de tensión del alimentador para los diferentes casos correspondientes al Escenario 6

5.7.1 Resultados estudio de flujos de potencia

En este caso no se superan los límites de tensión, aun así los perfiles de tensión se pueden observar en Anexos 9.2.7.

5.7.2 Análisis de resultados para el caso de estudio.

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual muestran los casos de estudio y la conformidad de la tensión en base a los niveles máximos y mínimos permitidos:

Casos	Niveles de Tensión
6-1B	OK
6-1C	OK
6-1D	OK
6-1E	OK
6-1F	OK

Tabla 5-22 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia para el escenario 6.

Se puede apreciar, que el alimentador, cuando se encuentran el PMGD 156, el PMGD 100, el PMGD 105 y el PMGD 109 operando, no presenta caídas de tensión por sobre de $\pm 8\%$ dentro de toda su extensión.

5.7.3 Variación de Carga en Alimentador Batuco.

A continuación se muestra la cargabilidad dentro del alimentador batuco, la cual muestra que existen dos tramos con sobrecarga para el Escenario 6 el primero de 1767 [m] de conductor 70 SPC y el segundo de 160 [m] de 70 AL.

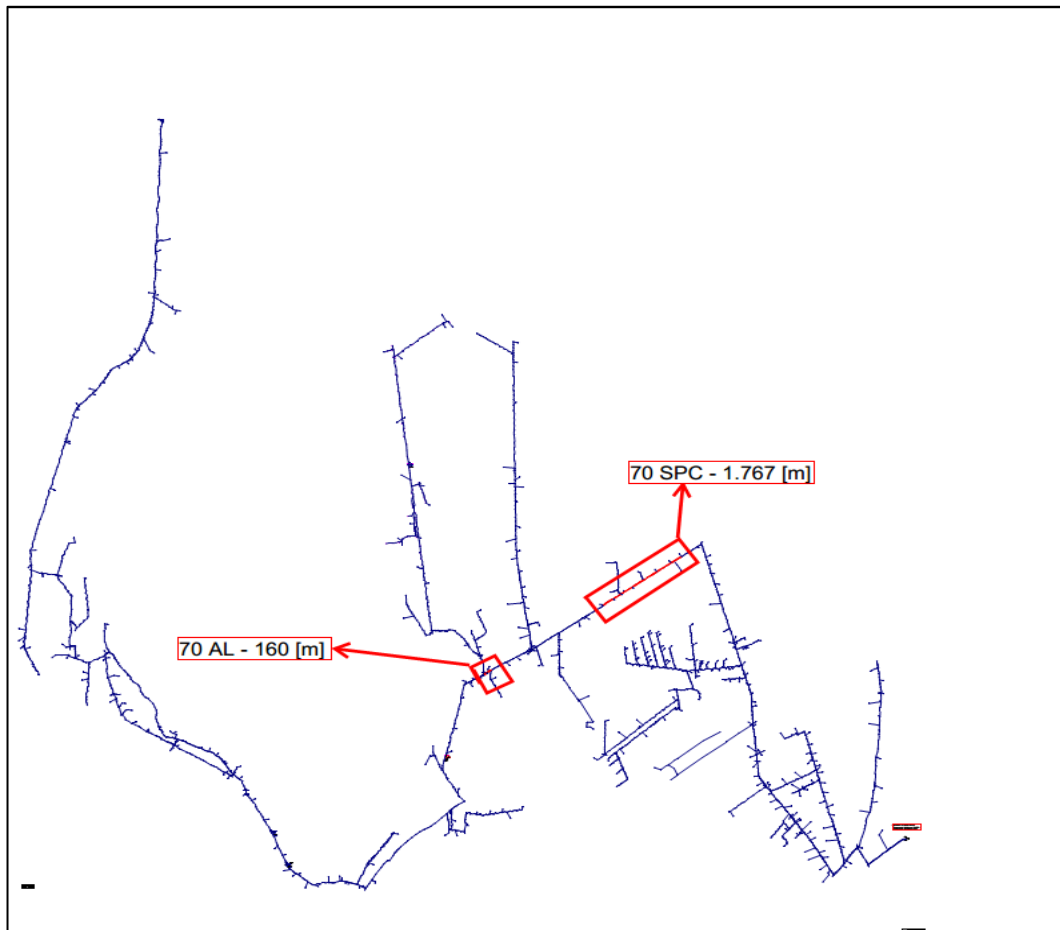


Ilustración 5-18 Referencia a la cargabilidad del Alimentador Batuco en el Escenario 6. Elaboración propia

Cuando se encuentra el PMGD 156, PMGD 100, PMGD 105 y PMGD 109 operando, **es necesario realizar refuerzos a la red por 1.767 metros del conductor 70 SPC y 160 [m] de 70 AL.**

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla, en la cual se muestra la cantidad metros lineales de conductor que se encuentran sobrecargados (conductores con una carga mayor al 85% de su capacidad de planificación entregada por la empresa distribuidora):

Tipo Conductor	Largo [m]
70 SPC*	1.767
70 AL	160

Tabla 5-23 Conductores Sobrecargados > 85%

Cabe destacar que el conductor marcado con * es un tramo de alimentador que con la condición actual del alimentador, y considerando sólo los PMGD's proyectados, ya aparecen con sobrecarga, como se muestra en la imagen del caso 10A-11A-12A del Estudio de Flujos enviado anteriormente Ilustración 4-2.

Además, si se llegó al escenario 6 desde el Escenario 4, es necesario modificar la red en **163.4 [m] de 21.5 Cu a 185 SPC**.

5.7.4 Reemplazo de conductores

En base a las simulaciones realizadas con las actuales características de la red de distribución y la extensión del Alimentador Batuco, se considera que son necesarias las siguientes adecuaciones para el Escenario 6.

Se considera un reemplazo de conductores por sobrecargas detectadas en el proceso de estudio, con una carga mayor al 85% de la capacidad de planificación de la empresa distribuidora, los cuales serán reemplazados, según la siguiente tabla:

Tipo Conductor	Largo[m]	Conductor de Reemplazo
70 SPC*	1.767	185
70 AL	160	185 AL

Tabla 5-24 Reemplazo de conductor propuesto

5.7.5 Variación de Tensión en el Punto de Repercusión

En base a los resultados de simulación, se obtienen los siguientes valores de tensión en el Punto de Repercusión asociado a la conexión para el Escenario 6:

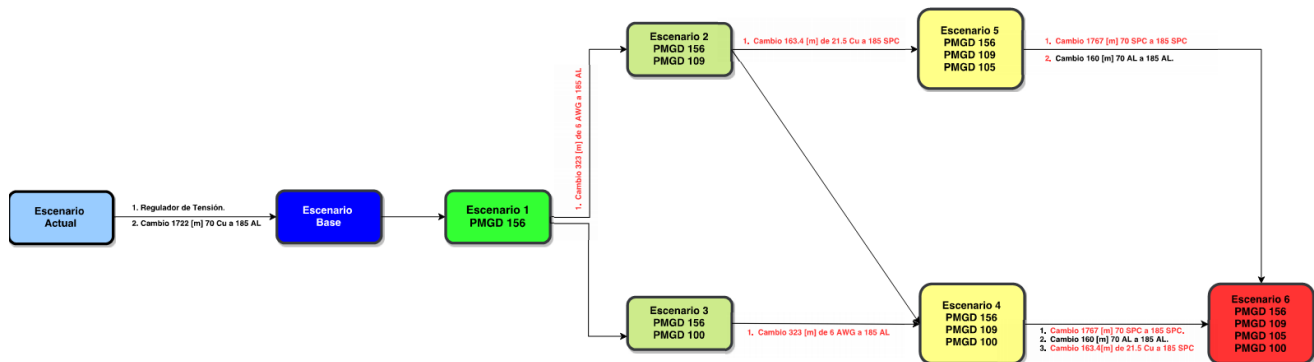
	Demanda Mínima	Demanda Máxima
Tensión Sin PMGD 156 (p.u.)	1,004	0,975
Tensión Con PMGD 156 (p.u.)	1,053	1,029
Variación %	4,65%	5,24%

Tabla 5-25 Variaciones de tensión en el Punto de Repercusión Escenario 6.

En consideración a los resultados, para cumplir con el artículo 4-27 de la NTCO PMGD, se recomienda realizar la sincronización de este en algún momento en que la generación de la planta sea mínima, para así no provocar **oscilaciones cercanas** al 6 % al momento de conectar.

5.8 Diagrama secuencial resumen

En base a las simulaciones realizadas para los diferentes escenarios presentados, se puede establecer cuándo es necesaria alguna adecuación según en qué escenario se esté presente, cabe destacar que este proceso al ser secuencial, si una adecuación se realizó en el escenario predecesor esta estará incluida dentro del escenario activo.



Finalmente se puede observar en base a las simulaciones de los diferentes escenarios, que los cambios a realizar en el alimentador a realizar son los siguientes según corresponda:

- Regulador de Tensión.
- Cambio de 1722 [m] de 70 Cu a 185 AL.
- Cambio de 160 [m] de 70 AL a 185 AL.

Ilustración 5-19 Diagrama de adecuaciones de acuerdo a como se presentan los escenarios. . Elaboración propia

En la Ilustración 5-19 las adecuaciones que aparecen en rojo, son adecuaciones que no corresponde las realice el PMGD de TilTil, dado que en operación normal, sin que entre en operación este PMGD, estas adecuaciones ya son necesarias.

6 Alternativas al artículo n° 32 del Decreto Supremo.

La forma en que se calculan los costos está definida en el artículo N°32 del Decreto 244 del 2 de septiembre de 2005 y se consideran tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes al punto de conexión como los ahorros de costos en el resto de la red. Si los costos resultasen mayores a los ahorros, la empresa distribuidora debe proponer al interesado de conectar un PMGD alternativas de pago de la diferencia, ante lo cual el PMGD puede presentar disconformidad, lo cual será resuelto en última instancia por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Para contextualizar y poder proponer una alternativa al mencionado artículo N° 32 es necesario revisar como lo están realizando los diferentes países del mundo, tanto en procedimientos como en la repartición de los costos de conexión a la red, a continuación, se mostrarán los diferentes casos:

6.1 Alemania

Alemania es el país líder dentro del tema de las energías renovables y cuenta con la mayor proporción de potencia instalada en el mundo. (6)

Esto se basa en un sistema de vanguardia que incentiva la inversión privada en este campo y favorece la gestión y el funcionamiento a lo largo del tiempo de plantas de generación a partir de energías renovables. La Ley Alemana considera una serie de medidas estrictas y estructuradas para cada ámbito de la instalación de centrales de energía renovable.

El tema de la conexión no es una excepción. En el momento en que una central de generación a partir de energías renovables desea ser conectada a la red de

transporte de electricidad se debe seguir un proceso claro de obligaciones y derechos tanto por parte de la central como del operador de la red.

La ley de energía renovable (Ley EEG) (7) obliga a los operadores de red a conectar preferente e inmediatamente toda central de generación de electricidad a partir de energías renovables al punto de conexión que esté más próximo en línea recta al lugar donde se encuentra ubicada la central y que sea apto en cuanto a su nivel de tensión. Esto, en principio, supone un costo mínimo relacionado a la infraestructura necesaria para que la central pueda ser conectada a la red y pueda suministrar de manera adecuada.

Al operador de la central le corresponde pagar los trabajos necesarios para acoplar la central, desde el lugar de su emplazamiento hasta el punto de conexión definido. Esto significa toda la infraestructura para llevar la electricidad, así como también los equipos técnicos necesarios.

Por otro lado, en el momento en que una central de energía renovable decide inyectar electricidad a la red, el operador de esta última está obligado optimizar, reforzar y ampliar la red inmediatamente para asegurar la adquisición y transmisión de la electricidad generada por la central. Todos los costos que esto implica corren por cuenta del operador de red e incluyen todas las instalaciones técnicas necesarias que sean admisibles desde el punto de vista económico. Un punto que se debe considerar es la posibilidad que tiene el operador de red de escoger un punto de conexión distinto al ya mencionado (más cercano en línea recta), debido a cualquier eventual razón, ante lo cual él deberá asumir los costos adicionales que esto signifique.

La central de generación debe contar con las capacidades técnicas suficientes para que el operador de red pueda regularla, siempre que esto sea necesario. Para esto, el operador de una central debe equiparla con dispositivos técnicos al que pueda acceder el operador de la red y que le permitan detectar en cada momento la potencia

real de alimentación y regularla en casos en los que esto se necesite. Todos estos costos corren por cuenta del operador de la central.

Así como el operador de la central debe proporcionar todos los medios necesarios para que el operador de red posea toda la información que requiera con respecto a potencia instantánea suministrada, éste último también tiene que entregar los datos útiles para su contraparte. La ley obliga a los operadores de red a informar a los operadores de centrales la situación en que se encuentra el suministro de energía y los eventuales riesgos de sobrecarga. Esto, de manera de mantener siempre al tanto a la central de las posibilidades de ser tener que ser regulada y los motivos por los cuales esto se debería

6.1.1 El procedimiento de conexión en Alemania

No existe un procedimiento formal para la conexión a redes de media o baja tensión. Cada operador de red es responsable de determinar un procedimiento individual, lo cual habitualmente está publicado en los sitios web de estos mismos, junto con los formularios y documentos necesarios. Por razones técnicas, un procedimiento de conexión a la red debería incluir normalmente los siguientes puntos:

- a) El operador de la central solicita la conexión
- b) El operador de red asigna un punto de conexión y hace una oferta de conexión.
- c) Ambas partes cierran un acuerdo de conexión, lo cual es opcional.
- d) El sistema es conectado y entra en operación.

Se debe recordar que en el caso alemán la legislación es bastante precisa y no existe mucho que definir para cada caso, por lo que la obligación del operador de red de conectar la central de energía renovable ni siquiera incluye la firma de un contrato. Por el sólo hecho de ser el operador de red más cercano en línea recta a la central

debe cumplir con este mandato y se deben financiar las obras como ya se ha explicado previamente.

En definitiva, los costos en que incurre el PMGD son las de llegar desde sus instalaciones hasta la red en línea recta, desde allí, la red a la cual se conecta el PMGD deberá ser adecuada por el operador de la red por tanto los costos de adecuación debe costearlos este mismo.

6.2 España

Después de Alemania, España es el principal actor en términos de proporción de participación e incentivos para la generación eléctrica a partir de energías renovables.

Durante los últimos gobiernos ha sido fuertemente impulsada a través del “Plan de Fomento de las Energías Renovables”. Se propusieron metas bastante altas como la generación del 30% de la matriz nacional a partir de fuentes de energía renovable para 2010, lo cual fue alcanzado y superado.

El procedimiento a seguir al momento de la incorporación de una central de energía renovable al sistema se encuentra regulado por el “Real Decreto 661/2007” (8), el cual plantea el derecho de productores de electricidad a partir de energía renovable de conectarse al sistema de transmisión o distribución y transferir toda la electricidad producida, siempre que técnicamente esto sea posible. Esta entrega de electricidad es prioritaria para la proveniente de fuentes de energía renovable.

Lo primero que debe hacer un interesado en la instalación de una central eléctrica de energía renovable es una solicitud de acceso a la red, lo cual se hace al operador de ésta (operador de la red).

Esta solicitud es evaluada por el operador de la red con respecto a la capacidad de recibir la producción, eventuales ampliaciones necesarias, criterios de seguridad, funcionamiento y planes de desarrollo de la red. El operador de red debe entregar toda la información necesaria y una estimación de los costos para la conexión. Sólo

en caso de una justificación técnica relevante por parte del operador de red, se podrá negar el acceso de la electricidad de la central a la red.

En lo referente a los costos de conexión, el operador de la central debe hacerse cargo de la instalación y pago de la infraestructura necesaria para inyectar la electricidad generada en la red. Para un funcionamiento adecuado del suministro el generador se debe contar con un sistema de comunicación con el operador de la red utilizando estándares y protocolos definidos por el mismo operador de la red. Así también, los operadores de central deben contar con los equipos de medida de energía necesarios que permitan su control y facturación.

Con respecto a los eventuales refuerzos y ampliaciones necesarias en la red, éstas deben ser financiadas por el operador de ella.

En relación con la potencia máxima admisible para una central de energía renovable que se conecta a la red preferentemente, no deberá superar el 50% de la capacidad de la línea de transmisión o la capacidad de transformación, para el caso de una subestación.

6.2.1 El procedimiento de conexión en España

Los operadores de las centrales de generación de energía renovable tienen, bajo el Real Decreto 661/2007 (8), el derecho de conectar sus instalaciones a la red, lo cual se explicita mediante un contrato, que el operador de red está obligado a establecer. El procedimiento es diferenciado para redes de distribución y transporte. Para el caso de conexión a redes de distribución, el procedimiento es el siguiente:

- a) El generador realiza una solicitud de conexión y acceso a la red de distribución.
- b) El operador de la red de distribución evalúa y realiza estudios con respecto a la viabilidad de la conexión y determina las obras necesarias de ampliación o refuerzos para cumplir con las condiciones aptas. En caso de

que, económica o técnicamente, la propuesta no sea factible, el operador de red podrá basarse en estos fundamentos y negar la conexión.

- c) En caso de ser negada la propuesta, el operador de red debe proponer alternativas y estas se evalúan nuevamente.
- d) Después de una aprobación, ambas partes firman un contrato en el cual se deben establecer los siguientes puntos:
 - a. Puntos de conexión y medida. Características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
 - b. Especificaciones de la energía consumida y cedida a la red, con respecto a características cualitativas y cuantitativas. Esto es, potencia y previsiones de producción, consumo, generación neta, venta y compra.
 - c. Causas de rescisión o modificación de contrato.
 - d. Condiciones de explotación de la interconexión y circunstancias en que se considera imposible técnicamente la absorción de los excedentes de energía.

Con respecto a la red de transporte (cuando se conecta directamente a la red de transmisión), este también tiene un procedimiento establecido sin embargo para los efectos de pequeños medios de generación distribuida, no tiene relevancia.

En resumen, los costos de conexión a la red de distribución son asumidos por el PMGD hasta el punto de inyección a la red, sin embargo, ante eventuales refuerzos y ampliaciones necesarias en la red estas serán cargo del operador de la red, algo prácticamente igual al caso alemán, sin embargo, no obliga a conectarse a la línea directa más cercana.

6.3 Reino Unido

Actualmente, la mayor parte de la energía eléctrica del Reino Unido proviene de fuentes no renovables, siendo los principales recursos el petróleo y el gas, los

cuales han abastecido a la isla durante las últimas décadas gracias a las reservas del Mar del Norte, las cuales casi se han agotado. El gobierno ha hecho un esfuerzo por impulsar las energías renovables, incentivado por una mayor diversificación de su matriz y, entre 2000 y 2005, se logró un crecimiento de la inversión en energías renovables a un ritmo anual de 30% al aumento, llegando a más de mil millones de libras esterlinas entre esos años. Se pretende que en 2020 las fuentes de energía renovable provean el 40% de la electricidad.

En primer lugar, el operador de la central de energía no renovable tiene derecho a través de un contrato, el cual el operador de red está obligado a firmar, a conectarse al sistema de suministro. Se les da entonces un criterio no discriminatorio a las centrales de energía renovable, más que una prioridad, como ocurre en otros países. En el contrato firmado se establecen los límites de conexión con respecto a la capacidad de entrada para el punto de conexión establecido.

Los costos de conexión son responsabilidad del operador de la central, así como también el financiamiento de cualquier tipo de refuerzo o ampliación necesarios.

6.3.1 El procedimiento de conexión en Reino Unido.

En el Reino Unido el acceso de las energías renovables a los sistemas de distribución y transmisión se encuentra sujeto a las disposiciones del “Electricity Act”. (9)

Como ya se mencionó, a diferencia de Alemania, donde la legislación exige acceso prioritario a las energías renovables, en el Reino Unido se aplica sólo una normativa de no discriminación, por lo cual los contratos entre las partes si son necesarios, es decir, los operadores de red están obligados a firmar acuerdos con los operadores de centrales (generadores).

Los pasos a seguir por un generador que desea conectarse a National Grid son:

- a) El generador informa su deseo de conectar sus instalaciones a la red a través de una solicitud escrita y el pago de “costos de ingeniería”, necesarios para estudiar el caso.
- b) La compañía National Grid realiza los estudios necesarios y hace una oferta al generador en un plazo máximo de tres meses. En esta oferta se indica la evaluación de la viabilidad de la conexión y el impacto del desarrollo propuesto. También se informa sobre análisis y estudios aún necesarios.
- c) La oferta hecha por National Grid queda por tres meses abierta para la aceptación o rechazo por parte del generador.
- d) Si la oferta es aceptada por el generador se firma el “Acuerdo Bilateral de Conexión” y el “Acuerdo de Construcción” entre las dos partes. En el primero se formalizan, entre otros aspectos técnicos, la definición del punto de conexión y los activos de transmisión y todos los costos. También se explicitan las capacidades en la conexión y en la transmisión. En el segundo acuerdo se detalla todo lo relacionado a la construcción de las obras, plazos y retrasos. También las condiciones de acceso y puesta en marcha de la central.

6.4 Brasil

Brasil se ha destacado mundialmente gracias a la menor participación que tienen los combustibles fósiles dentro de su matriz energética. Sin embargo, esto se debe en gran medida a la enorme participación que tienen las grandes centrales hidroeléctricas. En 2008 el 44% de la energía de este país provenía de energías

renovables, de lo cual el 80% corresponde a grandes centrales hidroeléctricas, las cuales, a pesar de su calificación de energía limpia, conllevan enormes pérdidas medioambientales en el Amazonas a través de su construcción. Es por esto que se ha dado un impulso a la generación de energía limpia, con fuentes no convencionales, donde la Bioelectricidad (BE) y las Mini centrales Hidroeléctricas (SH) han sido los actores principales, junto con la energía eólica que actualmente tiene una gran relevancia y numerosos proyectos.

El 2002 se creó el Programa de Incentivo a las Fuentes Renovables de Energía (PROINFA), cuyo objetivo era incitar a la producción de energía a partir de fuentes renovables, diversificando la matriz energética. Esto incluyó la contratación de 3.300 MW de energía nueva, donde Electrobras, la principal compañía eléctrica del país, controlada por el estado, firmó un contrato de compra a 20 años. Los proyectos seleccionados pudieron obtener hasta 80% de financiamiento del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social.

El éxito de PROINFA permaneció en el tiempo y entre 2004 y 2008 se realizaron contratos por US\$85 billones entre generadores de SH y BE y empresas distribuidoras.

Alrededor de 80 plantas de BE y SH, la mayoría ubicadas en el estado de Mato Grosso do Sul, totalizaban 4.100 MW. Sin embargo, no existía una red de transmisión capaz de acogerlas y existían conflictos regulatorios que impedían construir las. La compañía estatal Empresa de Pesquisa Energética (EPE), encargada de la planificación central de la expansión de las redes, y de estudios en el área energética, en cooperación con las empresas de distribución (Distcos), diseñaron un sistema para solucionar esta dificultad basado en transmitir los costos de ampliaciones y refuerzos de redes de distribución a los consumidores locales, donde los respectivos Distcos tenían su concesión. Todo esto previa evaluación del organismo regulador ANEEL. Sin embargo, esto generó una regulación desorganizada y no dio buenos resultados, donde los Distcos no eran capaces de diseñar las redes necesarias y EPE no tenía ningún mandato para planear los refuerzos.

La solución real llegó propuesta por los mismos inversionistas de las plantas de BE y SH, que se hizo conocida como ICG (Instalaciones Compartidas para Generadores), lo cual contempla los siguientes puntos: (10)

- Planificación: Los generadores contratarían un equipo técnico para planificar la integración de la red, en cooperación de EPE. El plan propuesto quedaba sujeto a la aprobación de ANEEL.
- Costos: Los generadores pagan el 100% de la infraestructura para conectarse a la red, más los peajes.
- Construcción de la red: Los Distcos cederían (excepcionalmente) su derecho de construir los activos de transmisión relacionados con la integración de la red y se aplicaría un mecanismo de licitación.

El enfoque se apoya en la ubicación esparcida de las centrales sobre una región, por lo que se puede planificar una red con “estaciones colectoras compartidas” (ICG), a diferentes niveles de tensión. Cada estación colectora se asocia a un grupo de centrales que se conectan a ella. Así se evita una gran cantidad de conexiones individuales a la red y se utiliza una topología de red más adecuada, donde cada central puede ser conectada ya sea a otra central o a una estación colectora.

Así, todos los costos de las ICG son repartidos entre el total de las centrales y cada una de ellas paga en proporción al uso que le corresponde. Esto no presenta una dificultad técnica mayor, al poder aplicarse un esquema de MW-milla para cada flujo de central.

Sin embargo, para la inclusión inicial de las 80 plantas de BE y SH, existía la dificultad de que los inversionistas no tenían disponible la información de los costos repartidos correspondientes a la red compartida. Es decir, no podían evaluar el proyecto, ya que no se sabía con certeza que centrales se iban a unir y conectar y cuáles no. Para resolver esto se realizó una inscripción preliminar, donde cada

inversionista mostraba su interés en realizar el proyecto, pero tenía el derecho de abandonar el consorcio. Así, se obtuvieron los costos en una primera instancia, luego de lo cual los inversionistas confirmaban su participación o abandonaban, depositando una garantía, con lo cual se rediseñó la red y se obtuvieron costos más precisos. Una vez definida infraestructura necesaria, la construcción de la red es licitada y el ganador de ésta recibe los ingresos correspondientes.

El año 2008 la meta de PROINFA estaba cumplida, con los proyectos ya operando y más de 3,7 GW de fuentes de BE y SH. Sólo faltó lograr un mayor desarrollo de generación eólica.

En resumen, Brasil eliminó los problemas con los trámites de conexión que se producen cuando hay una gran cantidad de conexiones individuales a la red, el método es bastante útil dado que además de lograr que los inversionistas realmente interesados se conecten, desplazan proyectos parásitos fuera de la red y los costos son eficientes dado que la información es exacta.

6.5 Guatemala

Guatemala se encuentra ubicado en un territorio con una enorme cantidad de recursos naturales que permiten un amplio desarrollo de las energías renovables. Sin embargo, en la matriz energética del país predomina la generación en plantas termoeléctricas en base a carbón y petróleo. Es por esto por lo que en los últimos años se ha tomado conciencia en lo que respecta al daño ambiental y a los altos precios de la energía y se ha considerado el gran potencial que presenta Guatemala para generar energía propia a partir de sus recursos renovables.

Para motivar la producción de electricidad a partir de recursos renovables se emitió la Norma de Generación Distribuida (NGD) (11) que pretende apoyar y hacer más fácil la creación e instalación de proyectos de pequeñas centrales generadoras. La

NGD regula la comercialización de la energía proveniente de estas centrales en un sistema de venta de libre mercado o con la opción de suministrar la energía a las empresas distribuidoras en el Mercado Mayorista o a través de una licitación.

La NGD también establece que las empresas distribuidoras deben permitir la conexión de los Generadores Distribuidos de Energía Renovable (GDR), los cuales quedan exentos de pagar peaje en la red de distribución. Los GDR no deben superar los 5MW de capacidad.

Con respecto a los costos de conexión, es decir, todo el suministro de materiales y equipos, así como la instalación de éstos para llegar desde el emplazamiento donde se encuentra el GDR hasta el punto de conexión a la red, serán responsabilidad del GDR y deberá cumplir con las normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

6.5.1 El procedimiento de conexión en Guatemala.

De acuerdo con la Norma de Generación Distribuida de Guatemala, el proceso a seguir para la conexión de un Generador Distribuido de Energía Renovable (GDR) es el siguiente:

1. El GDR interesado presenta al operador de red una solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión, en el cual se debe indicar:
 - a. Información general del proyecto y de las personas involucradas y direcciones.
 - b. Cartografía del emplazamiento del proyecto, indicando punto de conexión sugerido.
 - c. Datos generales de la central: número de unidades generadoras, potencia máxima, voltajes, longitudes, etc.
 - d. Información de parámetros eléctricos de los transformadores, línea y otros necesarios para que se puedan realizar estudios.

2. En quince días de recibida la solicitud, el operador de red proporciona al interesado la información técnica relacionada con el posible Punto de Conexión.
3. El operador de red elabora un Dictamen de Capacidad y Conexión definitivo y lo envía a la Comisión Nacional de Energía.
4. La Comisión Nacional de Energía revisa el Dictamen para autorizar la conexión de GDR. Si es necesario pide más información al operador de red o al solicitante.
5. Con la aprobación de la solicitud de conexión por parte de la Comisión, el operador de red y el solicitante podrán concretar la conexión.

En resumen, Guatemala tiene un comportamiento bastante parecido al que ocurre en Chile, en el cual los costos en los cuales se incurre por adecuaciones en la red son pagados por el propietario del medio de generación.

6.6 Nueva Zelanda

Un país que durante toda la historia se ha destacado por la vanguardia en la mantención de los recursos naturales y la obtención de energía limpia es Nueva Zelanda. Actualmente más del 66% de la energía eléctrica generada en este país proviene de energías renovables y el primer ministro anunció que el país se compromete a llegar a 2025 con una proporción del 90%.

La principal ventaja que Nueva Zelanda tiene para promover el éxito de las energías renovables han sido las excepcionales condiciones naturales que ofrece. Esto ha tenido una consecuencia importante al no ser necesarios, por lo tanto, incentivos gubernamentales o subsidios estatales. La energía eólica compite exitosamente en Nueva Zelanda gracias a los vientos estables y de adecuada intensidad que llevan a un promedio de factor de planta del 46% para las instalaciones del país, uno de los mejores desempeños en el mundo.

Nueva Zelanda tiene un mercado eléctrico de ventas y compras de la energía, donde la transmisión está a cargo de Transpower, a través de su principal activo National Grid, la línea que conecta la generación con la distribución del país. Transpower es propiedad del Estado y está encargada de evaluar la conexión de nuevas centrales a la red. Todas las ampliaciones y mantenciones de la red están a cargo de Transpower y es éste el responsable de llegar con las líneas de transmisión a los lugares donde se encuentra la generación y planear e implementar los refuerzos necesarios.

6.6.1 El procedimiento de conexión en Nueva Zelanda.

Lo que una central de energía renovable debe hacer para conectarse a la red consiste en:

1. Avisar al operador de red sobre la intención.
2. Entregar información con respecto a la capacidad para generaciones mayores a 10 MW.
3. Elaborar plan de puesta en marcha junto con el operador de red (Transpower).

Este proceso aplica a unidades de capacidad mayor a 1MW que soliciten una conexión ya sea a National Grid o a redes de distribución.

Usando la información provista por el generador, Transpower elabora el “High Level Response Report”, un estudio de alto nivel que tiene como objetivos:

- Evaluar la viabilidad de la conexión propuesta.
- Identificar potenciales problemas de conexión.
- Proveer detalles de la capacidad de transmisión actual y las limitantes en el área donde el generador desea conectarse.
- Encontrar posibles consideraciones ambientales y de propiedad asociadas a la red.

- Se debe considerar el aporte hidráulico dentro de este porcentaje, lo cual es mayor a 50%
- Estimar los costos de la conexión.

El costo de estos estudios corre por parte de Transpower. A continuación, se elabora un contrato llamado “Desarrollo detallado de soluciones”, dentro del cual se determina la extensión de los estudios de planificación comprometidos y los costos que ellos significan para el generador. Este último debe proveer a Transpower la “Declaración de Capacidad de los Activos”, indicando las características de la planta a construir y detalles que permitan al operador de la red evaluar el proyecto. El resultado de estos estudios genera el “Reporte de Diseño de Construcción” que incluye tanto aspectos de la configuración de la conexión como de los estudios de los sistemas de potencia.

Previo a que se comiencen las obras se realiza un contrato más relativo a la construcción, donde un elemento central es el programa del proyecto, que detalla el calendario de las obras físicas y de los cumplimientos de los estudios.

Es importante destacar que todos los costos de los estudios y trámites administrativos corren por cuenta del generador después de la entrega del “High Level Response Report”, que marca el fin de la etapa de “examinación”.

En resumen, los costos en los que se incurra para para llegar a la red son asumidos por el generador, sin embargo, las adecuaciones necesarias en la red para que el generador pueda conectarse y funcionar sin problema son responsabilidad de Transpower, y no del generador.

6.7 Costa Rica.

El país centroamericano de Costa Rica es un caso ejemplar de implementación exitosa de generación de energías renovables en gran proporción. Actualmente ya se consume en el país una gran cantidad de energía proveniente de fuentes renovables, pero el gobierno se comprometió, a través de la presidenta Laura Chinchilla, a

completar un 100% de generación renovable en el 2017, lo cual lo convierte en el primer país en lograrlo.

Una de las razones importantes que gatillan el esfuerzo de Costa Rica de producir energía renovable es la gran dependencia del país de las lluvias, las cuales, también afectadas por el cambio climático, no son ni previsibles ni regulares, por lo que suele existir escasez energética para una demanda que aumenta año tras año. Además, el país no tiene explotación propia de hidrocarburos, siendo un tomador de precios e importando el total de los combustibles consumidos. Por esto se ha tratado de avanzar poco a poco e impulsando pequeños proyectos, pero de gran importancia.

El mecanismo de regulación relacionado a la incorporación de nuevas fuentes de generación renovable en el sistema costarricense es la Ley General de Electricidad. En el Artículo N° 124 de la misma (12) se establecen como “de interés público y prioridad” los Medios de Generación Distribuida basada en fuentes de energía renovable (MGD). Uno de los incentivos que se les entrega a estos últimos es la exoneración de todo tipo de tributo relacionado con el equipamiento, la maquinaria o los elementos eléctricos que conforman los sistemas de producción eléctrica. La calidad y la seguridad de los sistemas eléctricos destinados a la conexión del MGD a la red son responsabilidad del generador.

La Ley General de Electricidad (12) basa gran parte de sus objetivos sobre un “Fortalecimiento de la figura del servicio público de electricidad universal y solidaria”.

Es decir, formaliza legalmente la obligación de la creación de un sistema que vele por el acceso de todos los consumidores finales a electricidad sin ningún tipo de discriminación. Esto es administrado por el Estado (Regulador) y se concentra fundamentalmente en dos aspectos: las tarifas sociales eléctricas, que permite cobrar tarifas especiales menores a los costos marginales de producción a grupos sociales claramente identificados; y el financiamiento de la infraestructura necesaria para el suministro de la electricidad que pueden no ser rentables con respecto a la relación costo/beneficio que presentan las inversiones. Básicamente, el sistema universal y solidario debe cuidar que todos los habitantes del país puedan acceder al suministro

eléctrico, sin importar la rentabilidad económica que de ello resulte. Esto se aplica a la Transmisión y Distribución, donde la Ley exige a las empresas a ceñirse bajo este concepto. Las empresas transmisoras deben planificar y construir las redes guiándose por el crecimiento de la demanda y de los contratos con generadores. En el caso de las empresas distribuidoras, éstas están obligadas a reforzar y expandir las redes de acuerdo con las necesidades de la población, alcanzando todos los puntos donde el suministro es solicitado, incluso si esto no es rentable económicamente.

Las empresas transmisoras tienen la obligación de permitir el acceso a la red a todos los operadores del mercado, cobrando los costos establecidos para ello.

Las empresas distribuidoras tienen la obligación de planificar y construir redes inteligentes que permitan el acceso a ellas por parte de los MGD y que permita recolectar la electricidad producida por estos. A través de este sistema, se ha logrado en Costa Rica abastecer con electricidad al 98% de la población.

6.8 Análisis comparativo

Para un análisis más directo, a continuación se presenta una tabla que resume como los diferentes países han tomado acciones respecto a esta misma problemática para la conexión para los medios de generación a la red:

País	¿Procedimiento de conexión con plazos extensos?	¿Quién paga la infraestructura para llegar a la red?	¿Quién paga ampliaciones y refuerzos de red?
Alemania	No, renovables prioritarios	PMGD	Operador de red
España	No, renovables prioritarios	PMGD	Operador de red
Reino Unido	No	PMGD	PMGD
Brasil	No, se elimina el ingreso individual de proyectos	PMGD con porcentaje de financiamiento estatal.	Operador de red
Guatemala	Si	PMGD	PMGD
Nueva Zelanda	No	PMGD	Operador de red
Chile	Si	PMGD	PMGD
Costa Rica	No	Operador de la red	Operador de la red

Ilustración 6-1 Resumen del capítulo 6.

Como se puede observar, cada vez que el operador de la red se hace cargo de los costos de refuerzo y ampliaciones, los procedimientos de conexión no son extensos. Por lo suponer que al realizar la distribuidora la adecuación de la red haciéndose cargo de los costos el proceso se ve acelerado por 2 razones:

- La distribuidora buscará que todos los proyectos posean inversionistas reales y no sólo sean para asegurar un cupo dentro de un alimentador, dado que ahora estará a cargo de ellos los costos de adecuación.
- Disminuyen las bajas de los proyectos debido a la no factibilidad de conectarse dado el aumento en la inversión inicial por tener que adecuar la red, algo que en Chile se reconoce por el propietario del PMGD en el formulario 8, luego de 6 meses de iniciar el proceso.

Los países han adoptado diferentes comportamientos respecto a los costos de conexión asociados a las adecuaciones de la red necesarios para la conexión y correcta operación de los pequeños medios de generación distribuida, sin duda el óptimo caso es el ocurrido en Costa Rica dado que el 100 % del financiamiento es realizado por el operador de la red (en el caso Chileno, la distribuidora).

Lo que provocaría que los trámites con la distribuidora se aceleraran, sin embargo, el modelo propuesto fue realizado en base a un objetivo claro que era lograr que la matriz energética sea totalmente renovable, algo bastante difícil de conseguir en Chile.

Otro caso relevante es el que ocurre en Brasil, donde los costos de reforzamiento y ampliación de la red dejan de ser individuales y pasan a ser colectivos. Por lo que todos los que participan de esa red asumen estos costos mediante peajes. Dado esto el proceso de conexión a la red deja de ser individual lo que elimina la prioridad por orden de llegada, algo que también destrabaría los procesos de conexión que actualmente se encuentran en la red.

Alemania, es una propuesta bastante más conservadora dado que la conexión a la red de distribución se debe hacer a la red más cercana en distancia lineal, y los refuerzos de red son asumidos por la distribuidora.

Dada la experiencia internacional se proponen 2 alternativas a la normativa Chilena, las cuales se presentan a continuación:

6.9 Alternativa 1.

Dado que los problemas más grandes están identificados, se propone realizar una adecuación al reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación, en sus artículos 32° y 33° de la siguiente forma:

Modifíquese el inciso quinto del artículo 32° del Decreto Supremo 244, con el fin de poder conseguir costos de conexión que se condicionen en base a los PMGD's con ICC aprobada que realmente se conecten, como sigue:

Actual	Propuesta
<i>“En dichos análisis la empresa distribuidora deberá considerar la existencia de los PMGD actualmente conectados a su red, así como aquellos que cuenten con un ICC vigente. Para estos efectos, se considerará que la operación de estos PMGD se efectúa respetando los lineamientos y condiciones indicados en el contrato de conexión y operación suscrito entre el propietario del PMGD y la empresa</i>	<i>“En dichos análisis la empresa distribuidora deberá considerar la existencia de los PMGD actualmente conectados a su red, así como aquellos que cuenten con un ICC vigente tomando en cuenta todos los escenarios posibles de conexión para estos proyectos que aún no se encuentran construidos. Para estos efectos, se considerará que la operación de estos PMGD se efectúa respetando los lineamientos y condiciones indicados en</i>

<i>distribuidora.”</i>	<i>el contrato de conexión y operación suscrito entre el propietario del PMGD y la empresa distribuidora.”</i>
------------------------	--

En base a esta modificación, se propone también una modificación al artículo 33° del mismo, de la siguiente forma:

Modifíquese el artículo 33° como sigue:

Actual	Propuesta
<p><i>“Artículo 33°: Si como resultado del informe de costos de conexión se establece que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la empresa distribuidora deberá proponer al propietario del PMGD alternativas para el pago de los costos de conexión.</i></p> <p><i>La respectiva empresa distribuidora deberá incluir las alternativas de pago en el correspondiente informe de costos de conexión, indicando el detalle de estos costos y el plazo de ejecución de las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD. Los plazos de ejecución de estas obras adicionales serán acordados entre las partes, las que en caso de desacuerdo</i></p>	<p><i>“Artículo 33°: Si como resultado del informe de costos de conexión se establece que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la empresa distribuidora deberá proponer al propietario del PMGD alternativas para el pago de los costos de conexión de acuerdo a cada escenario de conexión respecto a los proyectos con ICC aprobada considerados en caso de que ocurran de manera secuencial, en cuyo caso los costos serán activados por la entrada de estos.</i></p> <p><i>La respectiva empresa distribuidora deberá incluir las alternativas de pago en el correspondiente informe de costos de conexión, indicando el detalle de estos costos y el plazo de ejecución de las obras adicionales necesarias para la</i></p>

<i>podrán recurrir ante la Superintendencia. Los costos y plazos deberán ser presentados de acuerdo al formato que establezca la NTCO.”</i>	<i>conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD. Los plazos de ejecución de estas obras adicionales serán acordados entre las partes, las que en caso de desacuerdo podrán recurrir ante la Superintendencia. Los costos y plazos deberán ser presentados de acuerdo con el formato que establezca la NTCO.”</i>
---	---

Con estas 2 modificaciones, el principal problema actual de los proyectos parásito se eliminaría dado que los costos estarían escalados, y el propietario del PMGD que se encuentra último en la cola del alimentador, el cual debe considerar a todos los anteriores, sabría cuánto habría que pagar si es que realmente estos proyectos parásitos se construyeran. Además, al escalar los costos, si no se construye ninguno de los anteriores proyectos, el PMGD que sí se construyó es prácticamente como si hubiese estado al frente en la cola del alimentador.

6.10 Alternativa 2.

En base a la experiencia de los demás países, se propone que la distribuidora realice las adecuaciones y las costee. Dada que es la propietaria de las estructuras de distribución, una vez ejecutadas las adecuaciones podrá asumirlas en el estudio del Valor Agregado de Distribución (VAD) y así cobrar por estas estructuras de manera solidaria.

Por lo tanto, para que esto se haga efectivo, el artículo 33° debería modificarse de la siguiente manera:

Modifíquese el artículo 33° como sigue:

Actual	Propuesta
<p><i>Artículo 33°: Si como resultado del informe de costos de conexión se establece que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la empresa distribuidora deberá proponer al propietario del PMGD alternativas para el pago de los costos de conexión.</i></p> <p><i>La respectiva empresa distribuidora deberá incluir las alternativas de pago en el correspondiente informe de costos de conexión, indicando el detalle de estos costos y el plazo de ejecución de las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD. Los plazos de ejecución de estas obras adicionales serán acordados entre las partes, las que en caso de desacuerdo podrán recurrir ante la Superintendencia. Los costos y plazos deberán ser presentados de acuerdo al formato que establezca la NTCO.”</i></p>	<p><i>“Artículo 33°: Si como resultado del informe de costos de conexión se establece que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la empresa distribuidora deberá costear estas adecuaciones siempre y cuando estas sean técnicamente admisibles, y sólo en este caso deberá aumentar sus peajes de distribución de manera eficiente con el fin de sustentar estos costos de adecuación de la red.</i></p> <p><i>La respectiva empresa distribuidora deberá incluir el plazo de ejecución de las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD. Los costos y plazos deberán ser presentados de acuerdo con el formato que establezca la NTCO.”</i></p>

Si bien esta propuesta es bastante superficial, dado que podrían existir problemáticas como quien sería el que auditaría que los costos de conexión que serán traspasados a los peajes de distribución sean los correctos, puede ser una solución viable dado que la distribuidora siempre buscará un costo eficiente en sus obras con el fin de lograr una red que cumpla con la norma técnica de seguridad y calidad de servicio en distribución.

7 Conclusiones

Dado los resultados de esta memoria, se puede definir que es necesaria una adecuación a la formulación de los costos de conexión, esto dado que si se hubiese realizado el estudio tal cual como lo solicita la Norma, se habría incurrido en gastos mayores a los que corresponde por la entrada del PMGD TiTil.

Por lo tanto, es necesario modificar el inciso quinto del artículo 32° dado que si para conectarse hay que pagar las adecuaciones necesarias cuando se encuentran todos los proyectos con ICC aprobados operando (aun cuando todavía no están ni conectados) muchos proyectos deberán pagar por adecuaciones necesarias en escenarios que puede nunca ocurran, incluso provocando que talvez estos no sean viables y se caigan.

Por último, gracias a los resultados, se comprueba que realmente algunas de las adecuaciones debían realizarse antes de que entrara el PMGD. Este problema principalmente se debe a que la norma, antes de la modificación, permitía que se pudieran cargar los conductores sin alcanzar el 100 % del límite térmico, ahora con la modificación sólo se puede alcanzar el 85 %, por lo tanto, si se toma en cuenta esto, se podrá llegar a un acuerdo con la distribuidora para lograr un resultado óptimo para ambas partes.

Compararse con Costa Rica, en el cual la distribuidora paga la conexión completa del proyecto, es un disparate dado que las necesidades de ambos países son totalmente diferentes. El modelo propuesto en dicho país fue realizado en base a un objetivo claro que era lograr que la matriz energética sea totalmente renovable, algo bastante difícil de conseguir en Chile hoy en día.

Del capítulo 6 se puede concluir que en todos los países los cuales se recibe apoyo por parte de la distribuidora en la interconexión del generador a la red, los procesos de conexión son más sencillos y no hay largas colas de espera, esto por que quién se encarga de realizar las adecuaciones es la misma distribuidora. Integrar esta facultad al modelo chileno, sería ideal para eliminar las largas colas en el alimentador provocadas por los estudios sistémicos necesarios para la interconexión, que en caso de que la distribuidora los realizase, se aprobarían más rápido y siempre con miras de mantener el mejor nivel de calidad y seguridad posible a nivel de distribución.

7.1 Conclusiones y recomendaciones para la empresa.

De acuerdo a los resultados obtenidos de los estudios de flujos de potencia, se recomienda que se pongan en contacto con la Distribuidora para discutir acerca de las adecuaciones necesarias. Esto, dado que en la condición actual, ya hay conductores que no se encuentran correctamente dimensionados, como se puede observar en Tabla 4-5 e Ilustración 4-2. Estos conductores son tramos del alimentador que con la condición actual del alimentador, y considerando sólo los PMGD's proyectados, no cumplen con la normativa vigente y superan el 85% del límite térmico actual.

También se recomienda a la empresa tomar en cuenta los resultados de esta memoria y presentar una propuesta de costos de adecuación, la cual considere como entrada y activación los proyectos que se vayan construyendo realmente, y en base a eso se realicen estos pagos y construcciones a medida que ocurran.

Se recomienda que la secuencia sea en base a los escenarios presentados en los capítulos anteriores, o sea en resumen, como sigue a continuación:

Escenario Base

Cuando se realice el traspaso de Carga, definido como el escenario Base, es necesario:

- Es necesario reforzar la red en 1.722 [m], para que así no hayan problemas de sobrecarga en el alimentador en los momentos que haya demanda máxima, esto dado que la minera al final del alimentador provoca una carga adicional importante. Además es necesario instalar un regulador de tensión para 23 kV, dada las bajas de tensión que se provocan, en el punto que se presenta en la Ilustración 5-6.

Escenario 1:

En el momento que se conecta el PMGD TiTil (PMGD 156), se pasa al escenario 1, sin embargo dada las condiciones anteriores ya realizadas, no es necesaria ninguna adecuación.

Escenario 2:

En el caso que se conecte el PMGD 105 o el 109 a partir de la condición anterior (escenario 2), es necesario realizar una adecuación, dado que existe una sobrecarga tal y como se muestra en Ilustración 5-13 sin embargo esta adecuación era necesaria antes de que el PMGD 156 entrara en operación, por lo tanto en este tipo de adecuación hay que tenerla presente al momento de entrar en conversaciones con la distribuidora.

- Es necesario realizar un refuerzo a la red por 323 metros del conductor 6 AWG a un conductor 185 AL, dado que se supera el 85 % del límite térmico del conductor.

Escenario 3:

Si a partir del escenario 1, se conecta el PMGD 100, no es necesario realizar ninguna adecuación más que las presentadas en el caso base.

Escenario 4:

Para que se produzca este escenario hay 2 posibilidades, o se conecta el PMGD 100 cuando se está dentro del Escenario 2 o se conecta el PMGD 109 cuando se está dentro del escenario 3

En ambos casos no son necesarias las adecuaciones.

Escenario 5

El escenario 5 se presenta cuando se está dentro del Escenario 2 y se conecta el PMGD 105.

- Cuando se encuentra el PMGD 156, PMGD 100 y PMGD 109 operando, es necesario realizar un refuerzo a la red por 163.4 metros del conductor 21.5 Cu, sin embargo esta adecuación debería haberse realizado antes del traspaso de carga por lo que al conversar con la distribuidora, habría que dejar claro esto.

Escenario 6

Este escenario se presenta cuando se conecta el PMGD 105 a partir del Escenario 4 o se conecta el PMGD 100 cuando se está dentro del Escenario 5. Este es el caso en que se conectan todos los PMGD con ICC aprobada actualmente además del PMGD 156 de Til Til.

- Es necesario realizar refuerzos a la red por 1.767 metros del conductor 70 SPC y 160 [m] de 70 AL, esto de acuerdo a la cargabilidad presentada en la Ilustración 5-18. Sin embargo el refuerzo mayor se debe realizar antes del traspaso de carga.
- Además, si se llegó al escenario 6 desde el Escenario 4, es necesario modificar la red en 163.4 [m] de 21.5 Cu a 185 SPC.

Para entender mejor este proceso, se recomienda revisar en detalle la Ilustración 5-19

7.2 Observaciones personales.

En base a este trabajo, se puede observar que la información que maneja y entrega la distribuidora, no está completa o actualizada en base a la normativa actual, además es difícil que el siguiente PMGD que comienza a realizar sus estudios, antes que se realicen las adecuaciones finales, tenga alguna idea de cuáles son las adecuaciones que le correspondían realizar a otros PMGD, por lo que si se realizan los estudios sin PMGD y luego con todos los demás PMGD conectados (que es lo

que se realiza generalmente), puede ocurrir que termine pagando adecuaciones que no le corresponden.

Se ha producido un mercado que no debiese existir, el de los puestos en las colas del alimentador, esto quiere decir que hay empresas que envían y envían formularios en los alimentadores y así aseguran un cupo para desarrollar proyectos sin necesidad de querer construirlos.

Es necesario poner más filtros para poder avanzar en el proceso de conexión, por ejemplo solicitar permisos de construcción, o propiedad de terreno, promesa de compra de terreno o arrendamiento, así se podrá filtrar de mejor manera los proyectos que realmente se quieren construir y no habrá tantos proyectos fantasmas.

La información debiese estar de manera online, dado que así se pasarían por alto los 2 primeros formularios. También se podría tener de manera online, la cantidad de formularios que están circulando en el momento para cada alimentador.

Sin dudas, dentro de las alternativas presentadas, se tiene una la alternativa 1 que podría ser utilizada de manera transitoria, mientras se activa la alternativa 2.

7.3 Trabajos futuros.

1. Esta memoria se basa principalmente en el estudio que se hace desde el cliente PMGD hacia la distribuidora donde se conectará este, sin embargo el lado de la distribuidora no ha sido estudiado, el cómo afecta las adecuaciones futuras, o proyectos de expansión de red, por lo que estudiar cuanto afecta la inserción de los PMGD a los costos de inversión de las empresas distribuidoras, podría ser un tema a revisar.
2. Los proyectos de impacto no significativo poseen un trámite bastante más veloz, sin embargo si una red se llena de PMGD de impacto no significativo, también podría ver afectado su funcionamiento y su congestión. Si no hay un control permanente de esto, los estudios de flujo de potencia podrían no estar

correctos al momento de entrar una central en operación dada que otra de impacto no significativo podría haber entrado en operación durante el proceso.

8 Referencias y Bibliografía

1. **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.** *Decreto Supremo 244, Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos.* Chile : s.n., Enero de 2006.
2. **Laboratory, National Renewable Energy.** Reporte " U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark:Q1 2017". [En línea] 2017. <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>.
3. **Ministerio de Energía.** *Decreto 101, Modifica decreto supremo N° 244, DE 2006, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos.* Chile : s.n., 2015.
4. *Aplicación de la NTCO en conexiones de PMGD en las redes de ENEL Distribución.* **Pablo Fernandez, Enel Distribución.** Santiago : ENEL, 2017.
5. **Ambiente, Ministerio del Medio.** *Aprueba Reglamento del Sistema De Evaluación de Impacto Ambiental.* Santiago : Gobierno de Chile, 2014.
6. **REN21.** *Global Status Report.* s.l. : Renewable Energy Policy Network for the 21th Century, 2011.
7. **Craig Morris, Martin Pehnt.** *La transición energética alemana -.* Berlin : Heinrich Böll Stiftung, 2017.
8. **Español, Gobierno.** *Real Decreto 661/2007.* España : s.n., 2007.
9. *ELECTRICITY ACT.* London : Department of Energy and Climate Change, 2014.
10. *Decreto N° 6420 , DE 19 DE MAIO DE 2008.* Brasilia : Presidente de la republ, 2008.
11. **Eléctrica, Comisión Nacional de Energía.** *Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía.* Guatemala : Resolución 227 - 2014, 2014.

12. **Rica, Congreso Nacional de Costa.** *Ley General de Electricidad N° 125-01.* Costa Rica : s.n., 2001.
13. **Karimi, M.** *Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network.* s.l. : Renewable and Sustainable Energy Reviews., 2016. págs. 594-605.
14. **Comisión Nacional de Energía.** *Resolución Exenta CNE 501 - 2016, Dicta Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en instalaciones de Media Tensión.* Chile : s.n., 2015.
15. —. *Resolución Exenta CNE 537 - 2016, Modifica Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión.* Chile : s.n., 2016.
16. **Hoelck, K.** *La experiencia del grupo SAESA en la conexión de PMGD.* Santiago, Chile : Revista Nueva Minería y Energía, 2016.
17. **CORFO.** *Guía de conexión de proyectos ENRC edición bilingüe.* Santiago Chile : Comité CORFO, Gobierno de Chile., 2016.
18. **Blanca, Vannia Isabel Toro.** *Análisis de impacto dinámico de PMGD sobre redes de Distribución.* Santiago Chile : Memoria de pregrado Universidad de Chile, 2010.
19. **Sreedharan, P.** *Microgrid and renewable generation integration.* University of California. San Diego : Applied Energy, Volume 169, 2016. págs. 709-720.
20. **Siano, P.** *Demand response and smart grids - A survey.* s.l. : Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. págs. 461-478.
21. **Massimiliano M., Caput P. And Costa G.** *Paradigm shift in urban energy system through distributed generation: Methods and models.* s.l. : Applied Energy 88.4, 2011. págs. 1032-1048.
22. **Masson G., Briano J., Baez I.** *Review and Analysis of PV Self-Consumption.* International Energy Agency : Reporte IEA-PVPS T1-28, 2016.
23. **Katiraei, Farid and Julio Romero Agüero.** *Solar PV integration Challenges.* s.l. : Power and Energy Magazine, IEEE 9.3, 2011. págs. 62-71.
24. **Secretariat, REN 21.** *Renewables 2011 Global Status Report.* Paris : s.n., 2011.
25. **Gobierno de Chile.** Consulta pública para Reglamento de Coordinación y Operación del sistema eléctrico Nacional. [En línea] 25 de 03 de 2018. [Citado el: 23

de 04 de 2018.] <http://www.energia.gob.cl/participa/consultas-ciudadanas/reglamento-de-la> .

26. **CORFO**. *Guía de gestión y aspectos clave en el desarrollo de proyectos ENRC*. Santiago, Chile : Comité CORFO, 2013.

9 Anexos

9.1 Simulación de escenarios propuestos de acuerdo a la NTCO, capítulo 4.

9.1.1 Análisis escenario A

9.1.1.1 Niveles de tensión en el alimentador, escenarios A

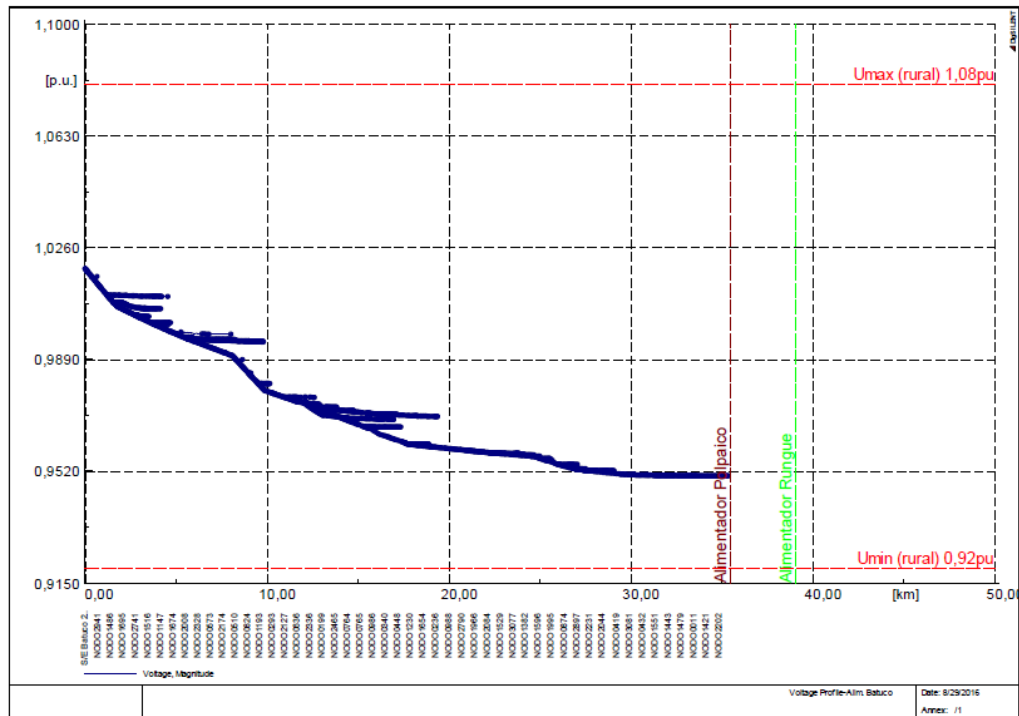


Ilustración 9-1 Escenario 1A, Tensión máxima, demanda máxima, generación mínima.

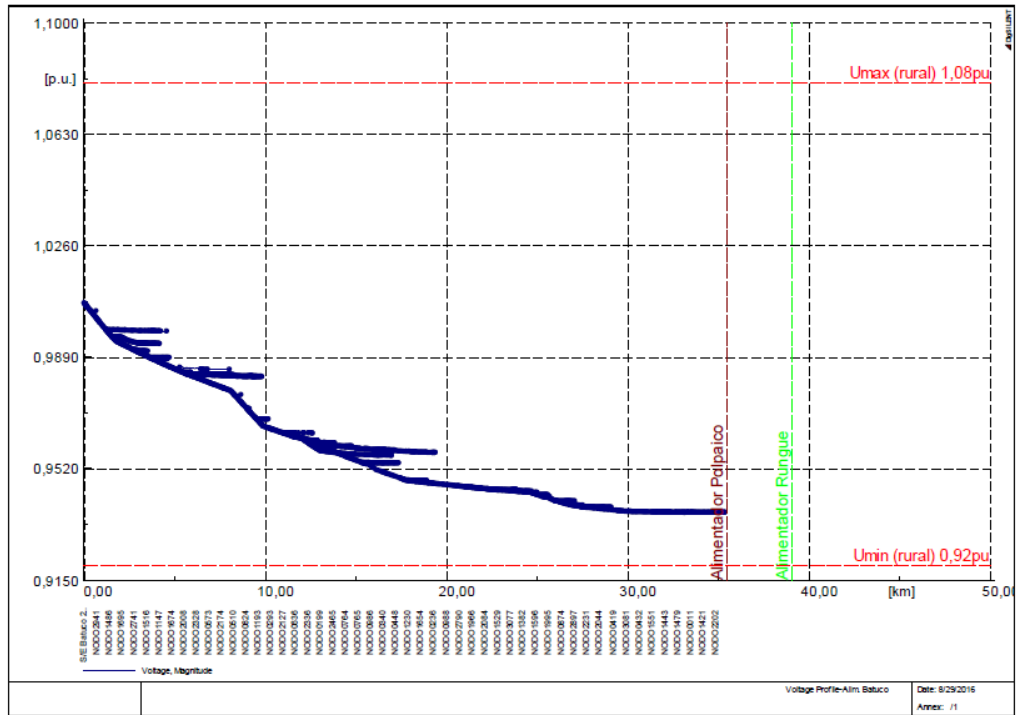


Ilustración 9-2 Escenario 2A, Tensión media, demanda máxima, generación mínima.

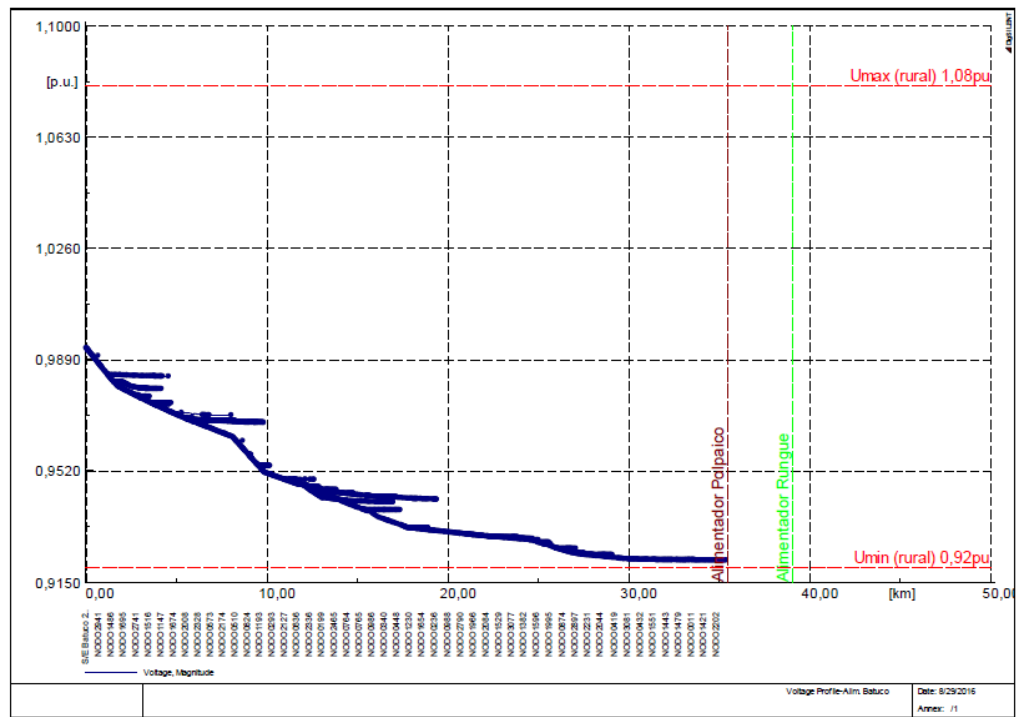


Ilustración 9-3 Escenario 3A, Tensión mínima, demanda máxima, generación mínima.

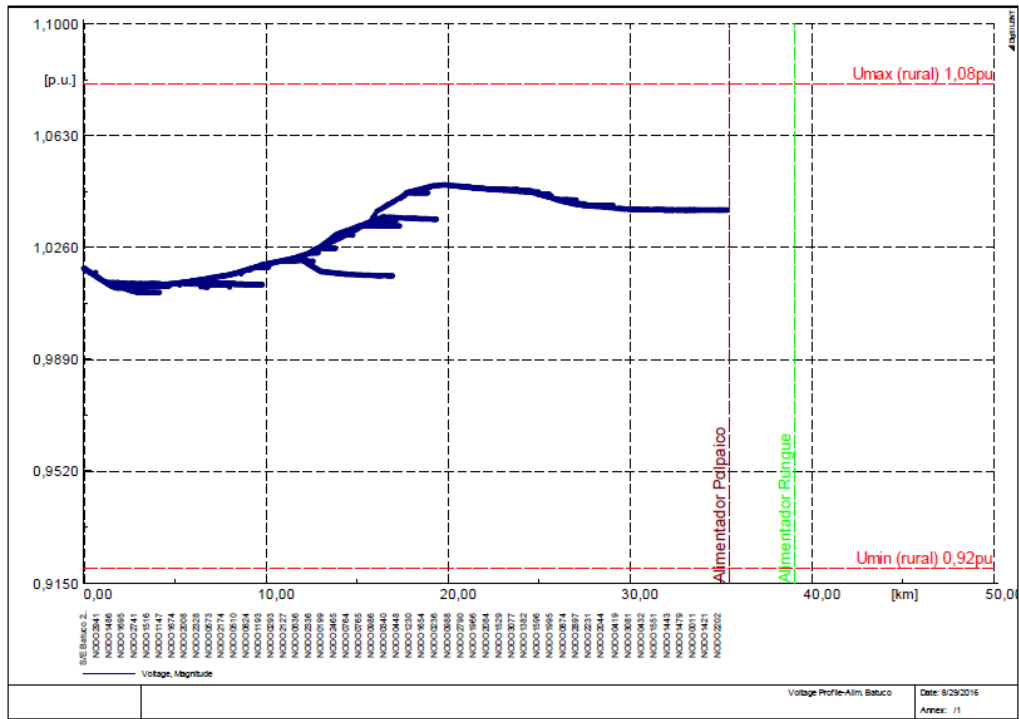


Ilustración 9-4 Escenario 4A, Tensión máxima, demanda máxima, generación máxima

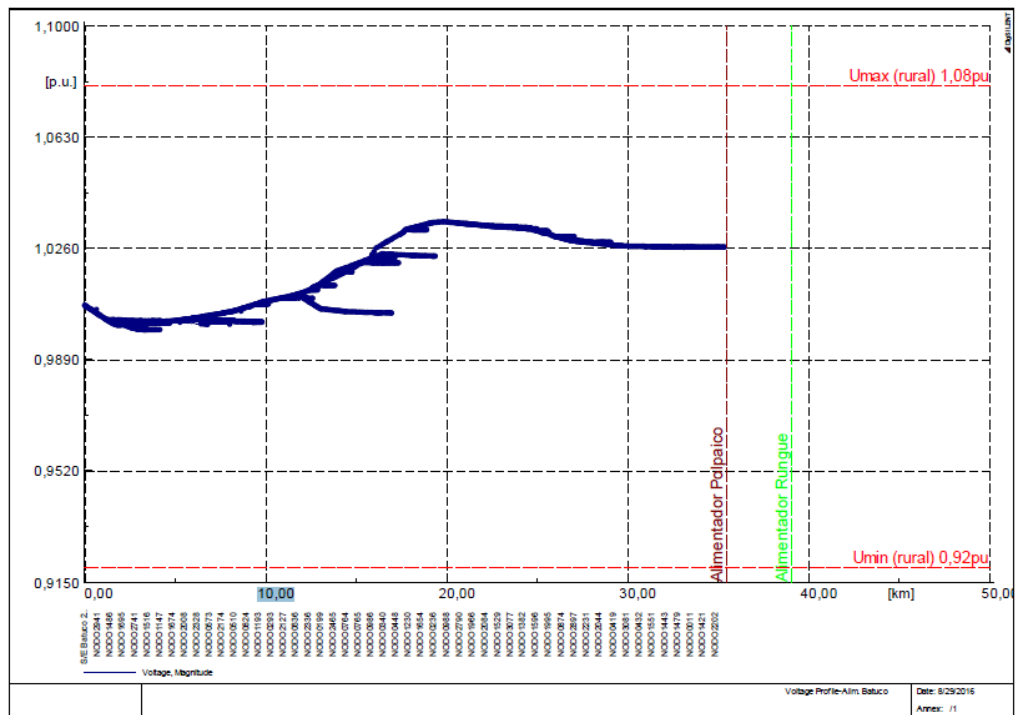


Ilustración 9-5 Escenario 5A, Tensión media, demanda máxima, generación máxima

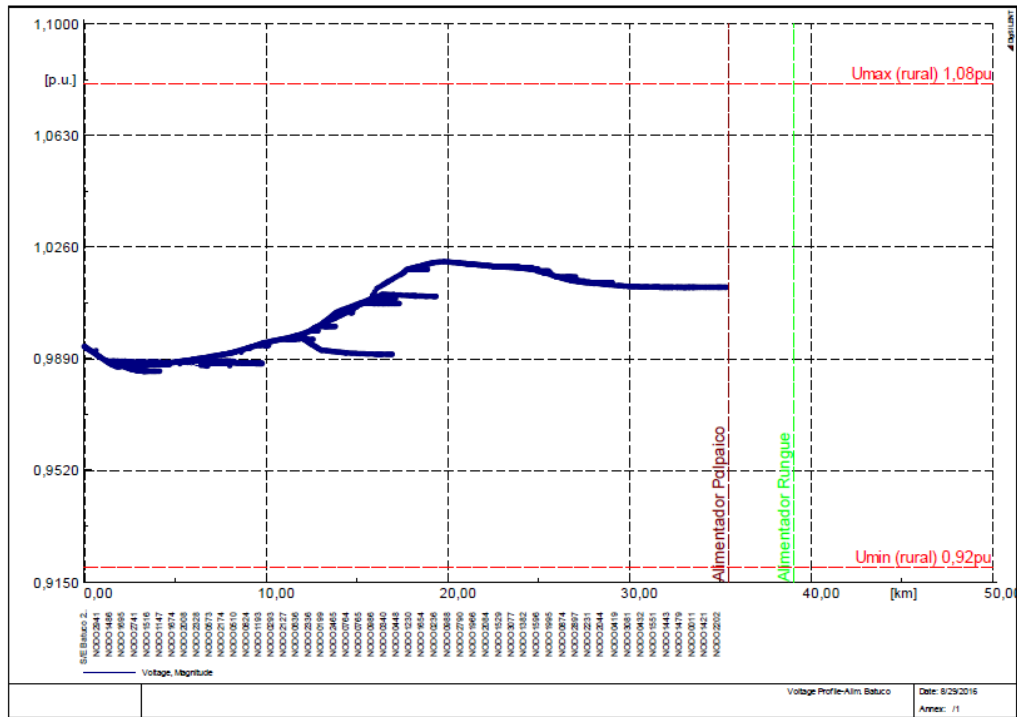


Ilustración 9-6 Escenario 6A, Tensión mínima, máxima, generación máxima

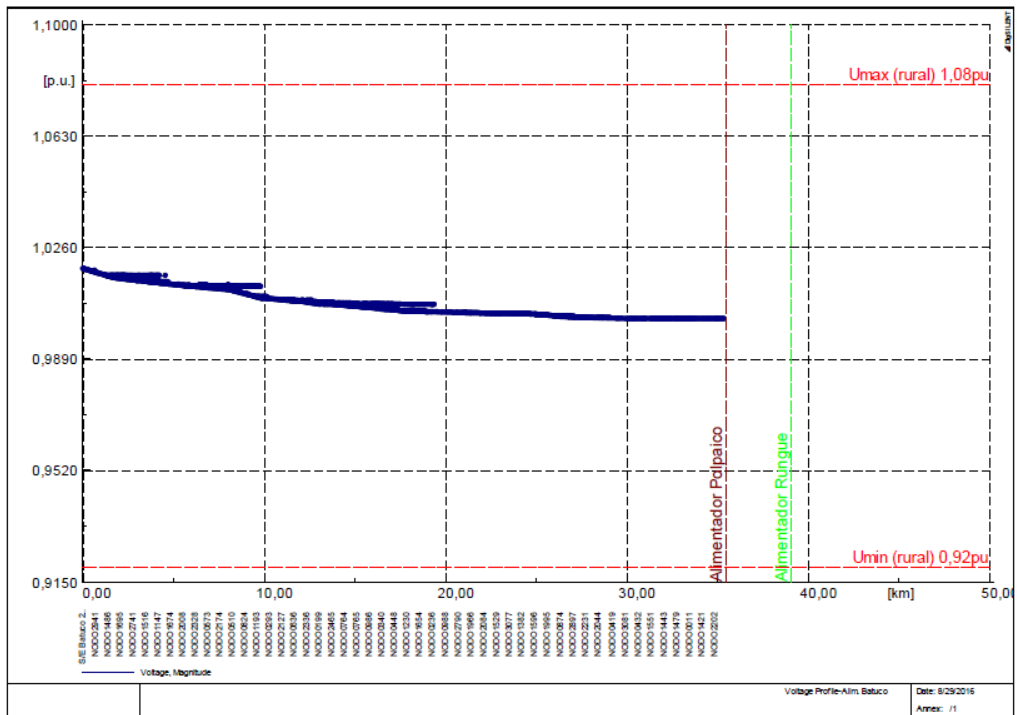


Ilustración 9-7 Escenario 7A, Tensión máxima, demanda mínima, generación mínima

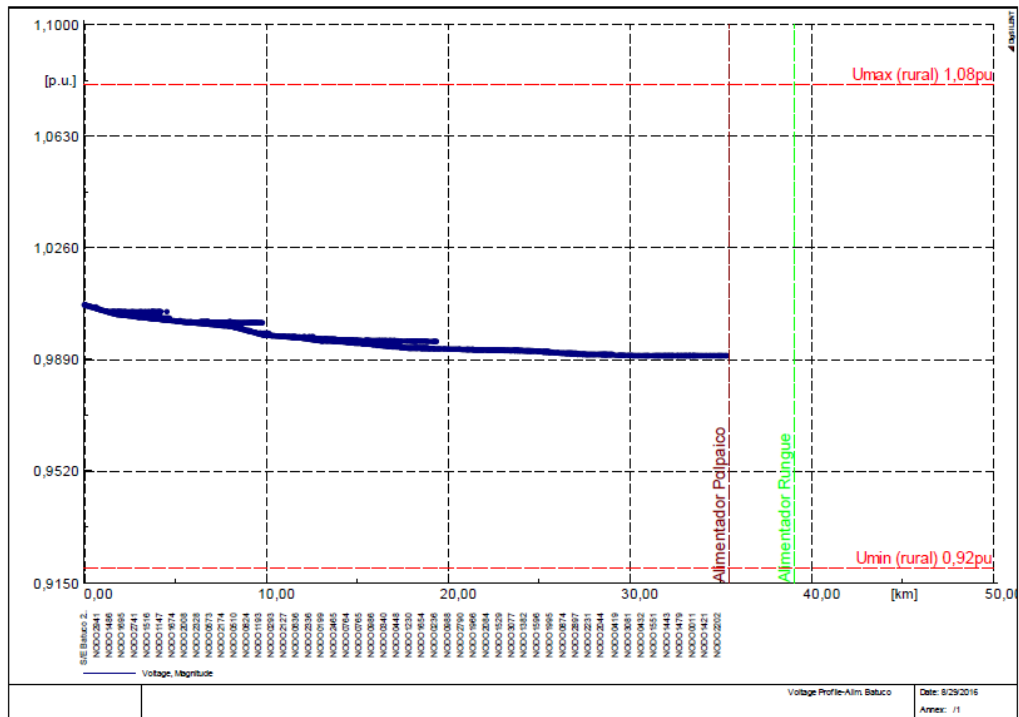


Ilustración 9-8 Escenario 8A, Tensión media, demanda mínima, generación mínima

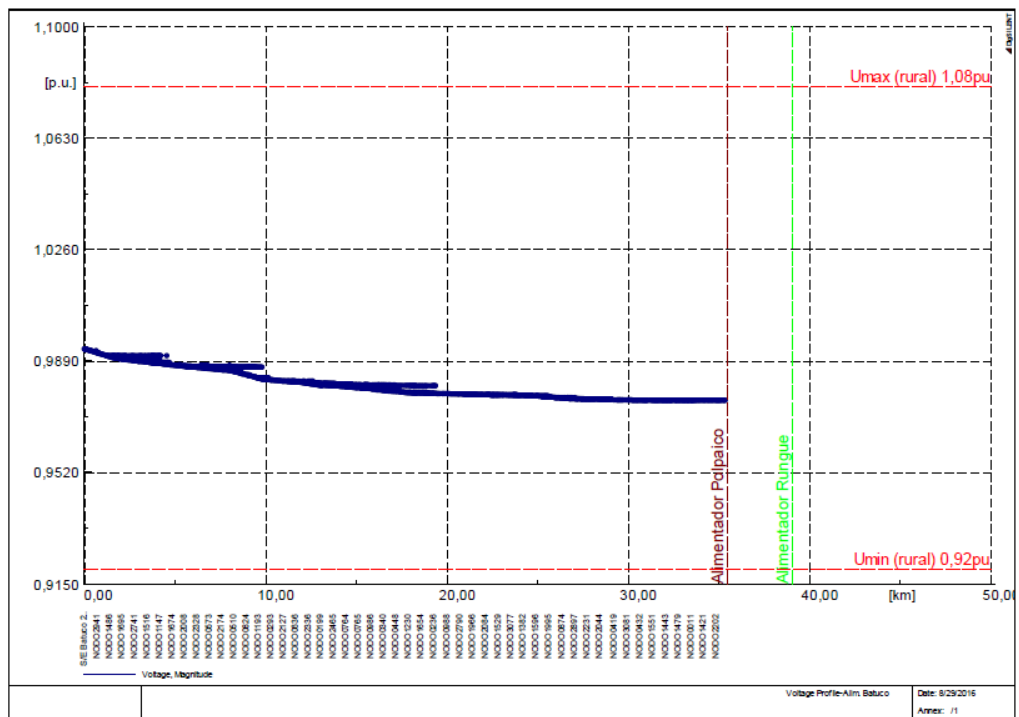


Ilustración 9-9 Escenario 9A, Tensión mínima, demanda mínima, generación mínima

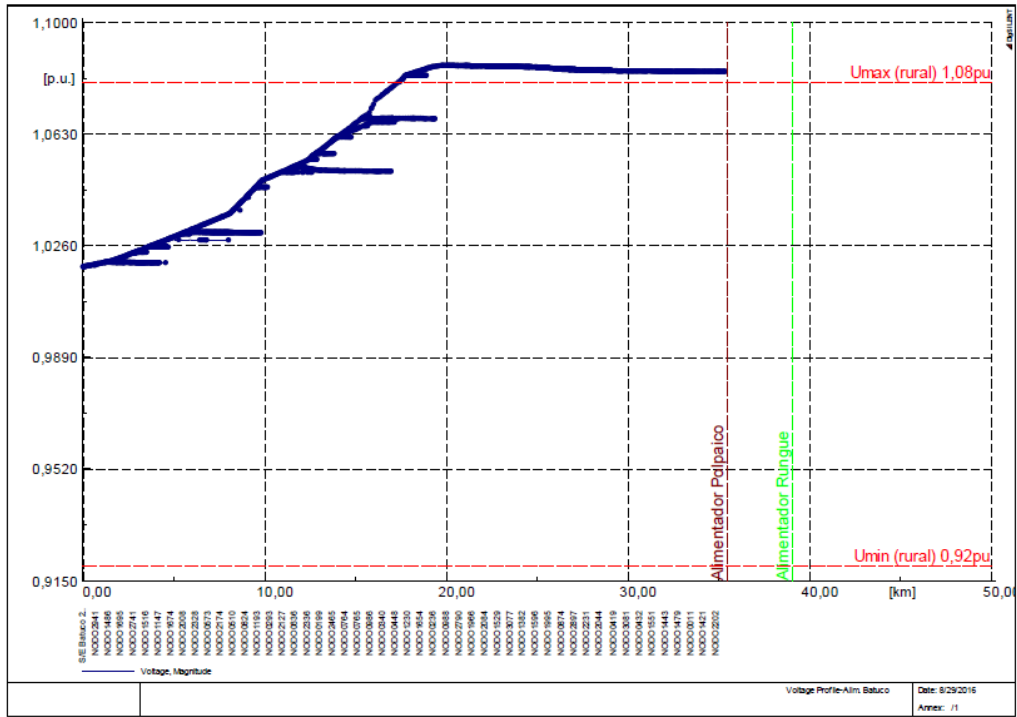


Ilustración 9-10 Escenario 10A, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima

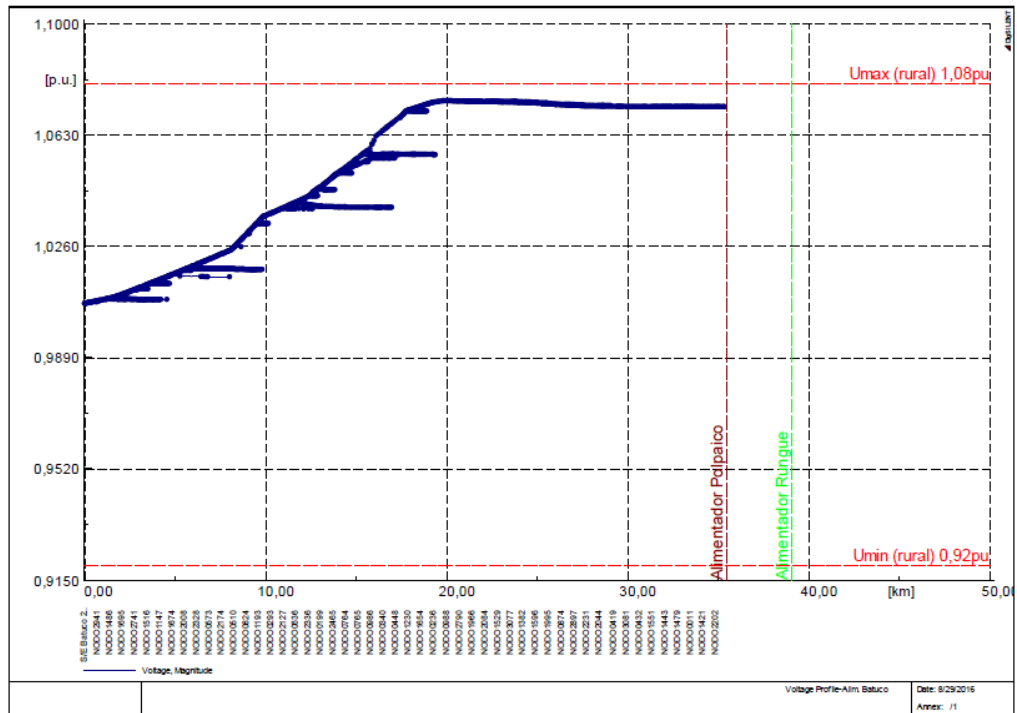


Ilustración 9-11 Escenario 11A, Tensión media, demanda mínima, generación máxima

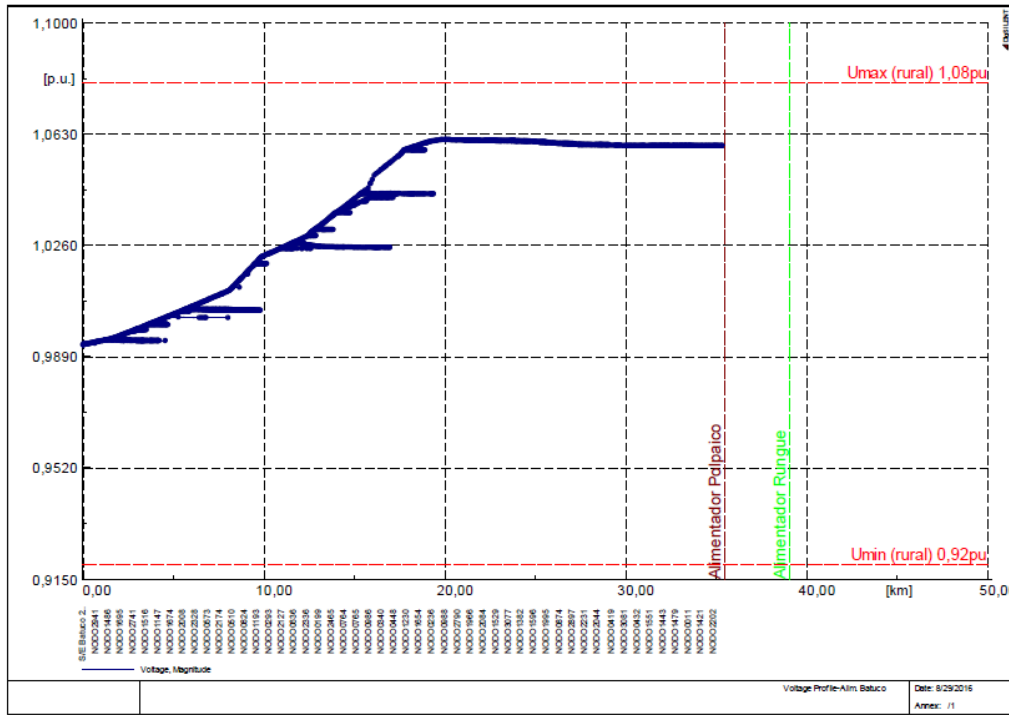


Ilustración 9-12 Escenario 12A, Tensión mínima, demanda mínima, generación máxima

9.1.2 Análisis escenario B

Para este caso, se agrega el PMGD Til Til, lo que implicaría también el traspaso de carga del alimentador Rungue y el alimentador Polpaico hacia el alimentador Batico.

9.1.2.1 Niveles de tensión en el alimentador, escenario B

Al igual que en los casos del escenario A, se procede a comprobar los niveles de tensión.

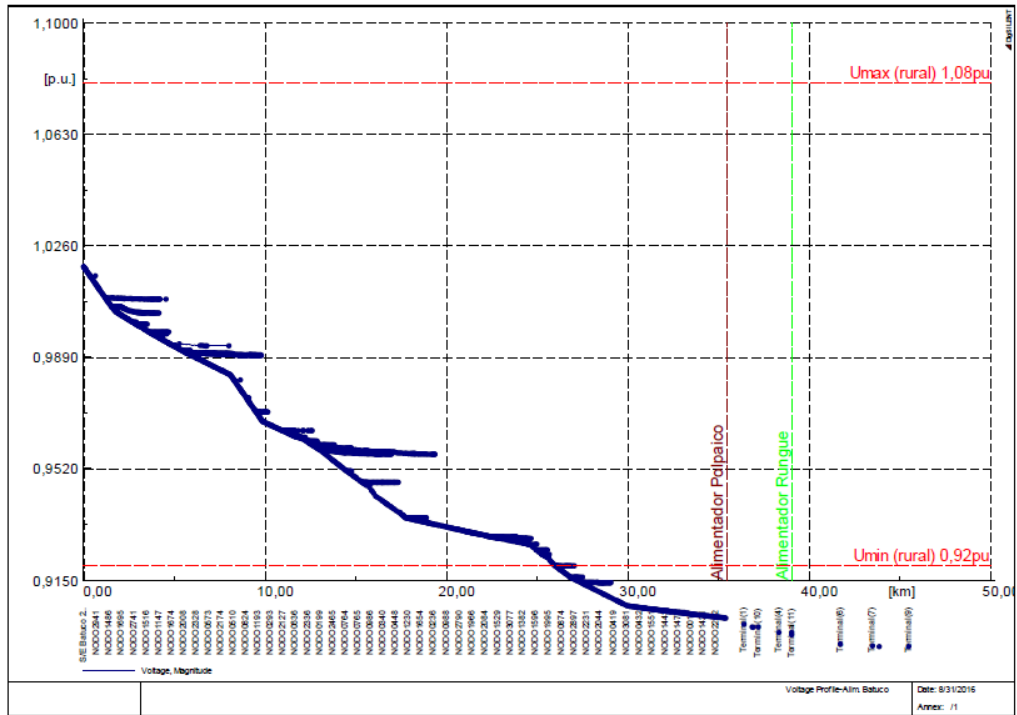


Ilustración 9-13 Escenario 1B, Tensión máxima, demanda máxima, generación mínima.

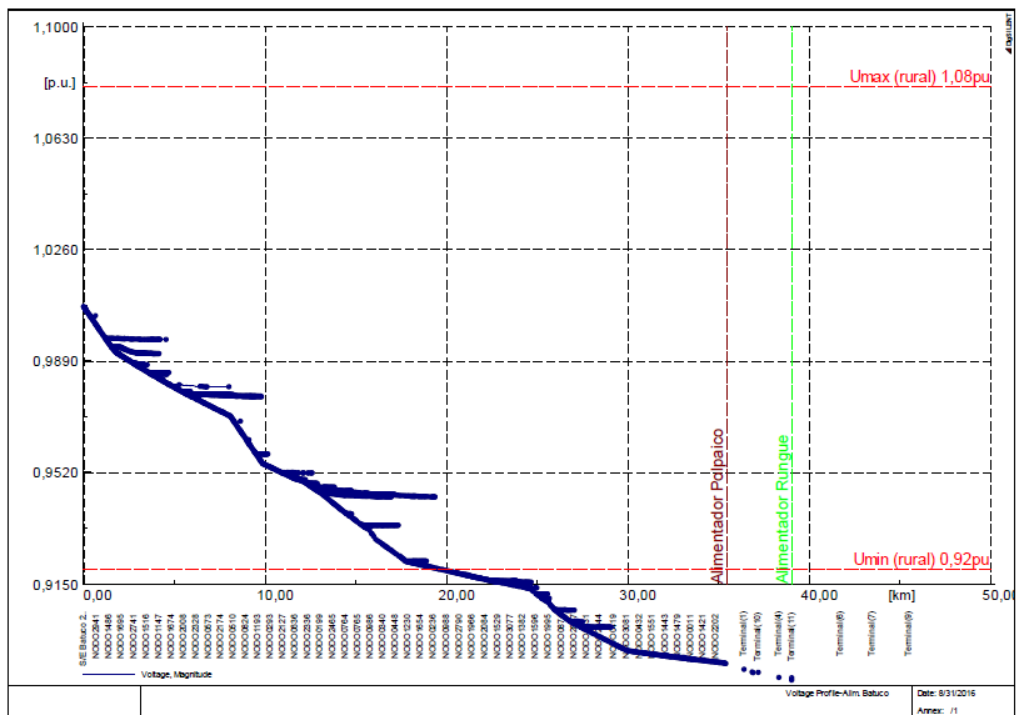


Ilustración 9-14 Escenario 2B, Tensión media, demanda máxima, generación mínima.

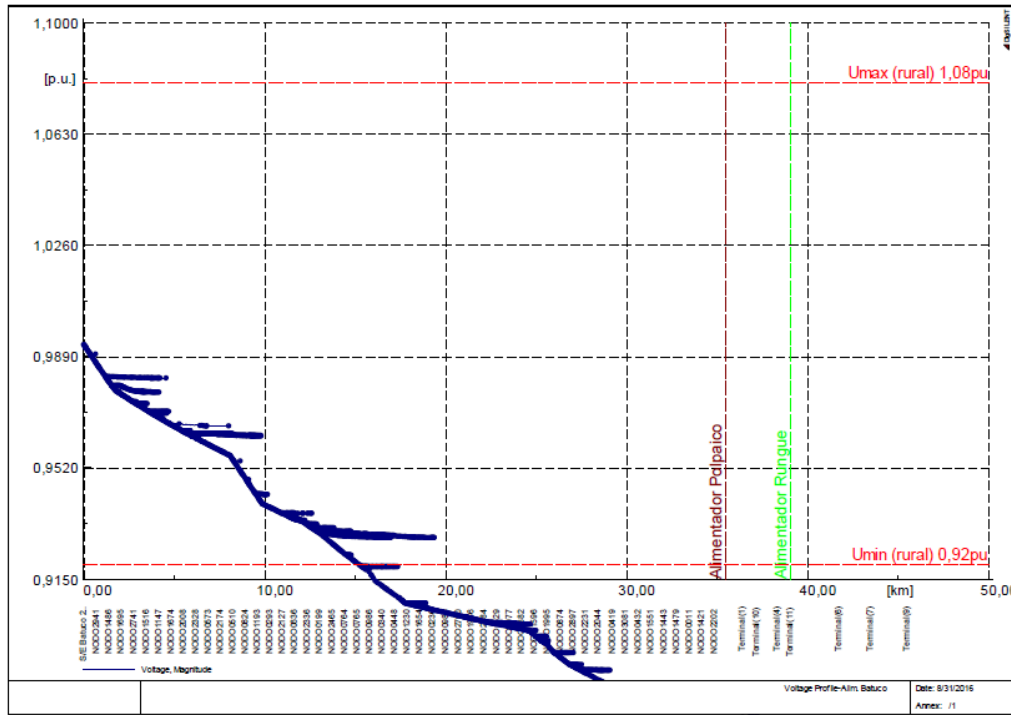


Ilustración 9-15 Escenario 3B, Tensión mínima, demanda máxima, generación mínima.

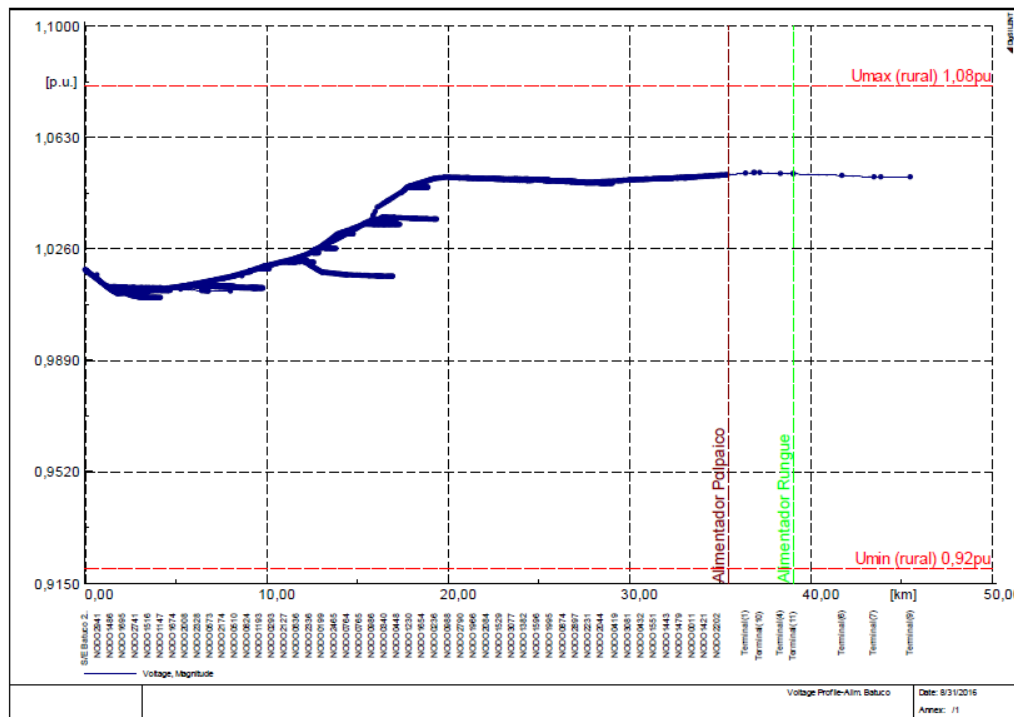


Ilustración 9-16 Escenario 4B, Tensión máxima, demanda máxima, generación máxima

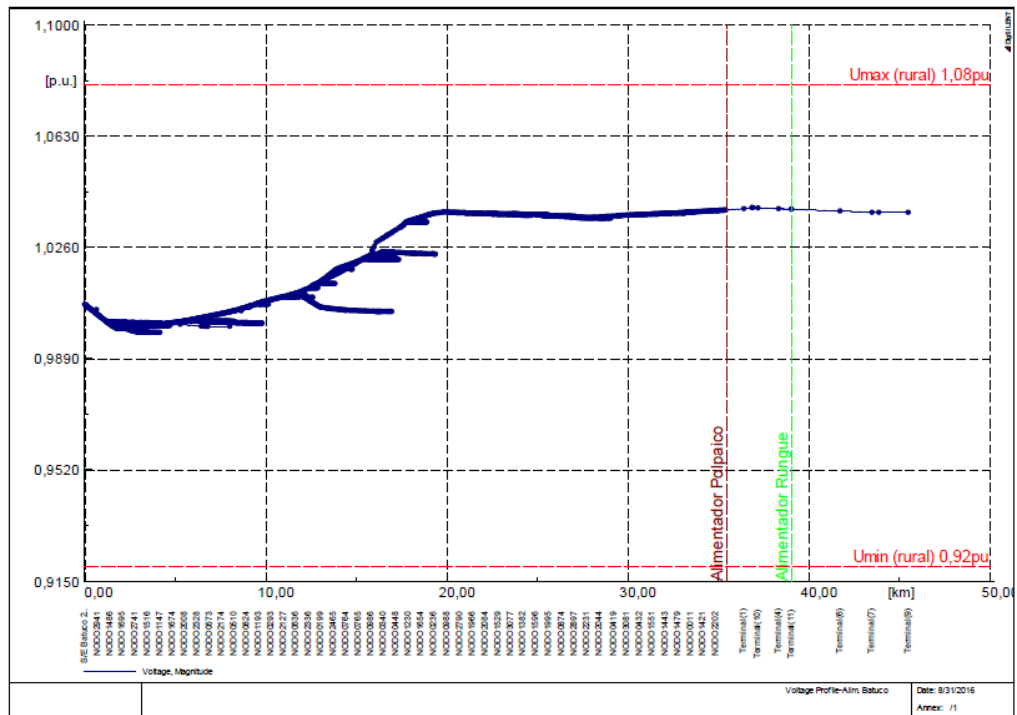


Ilustración 9-17 Escenario 5B, Tensión media, demanda máxima, generación máxima

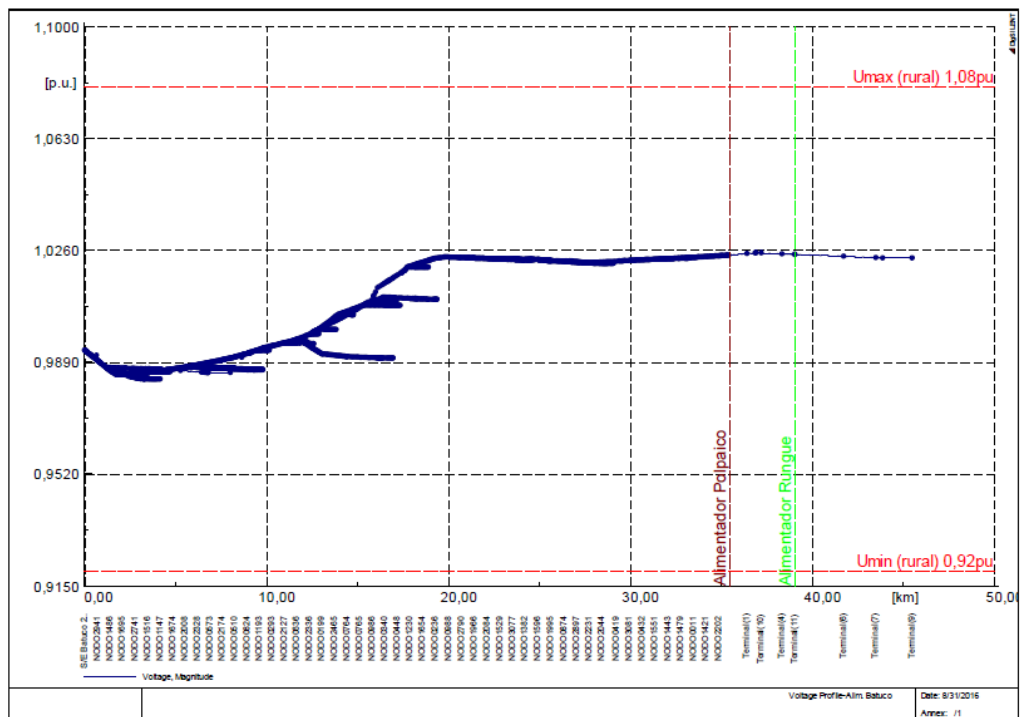


Ilustración 9-18 Escenario 6B, Tensión mínima, máxima, generación máxima

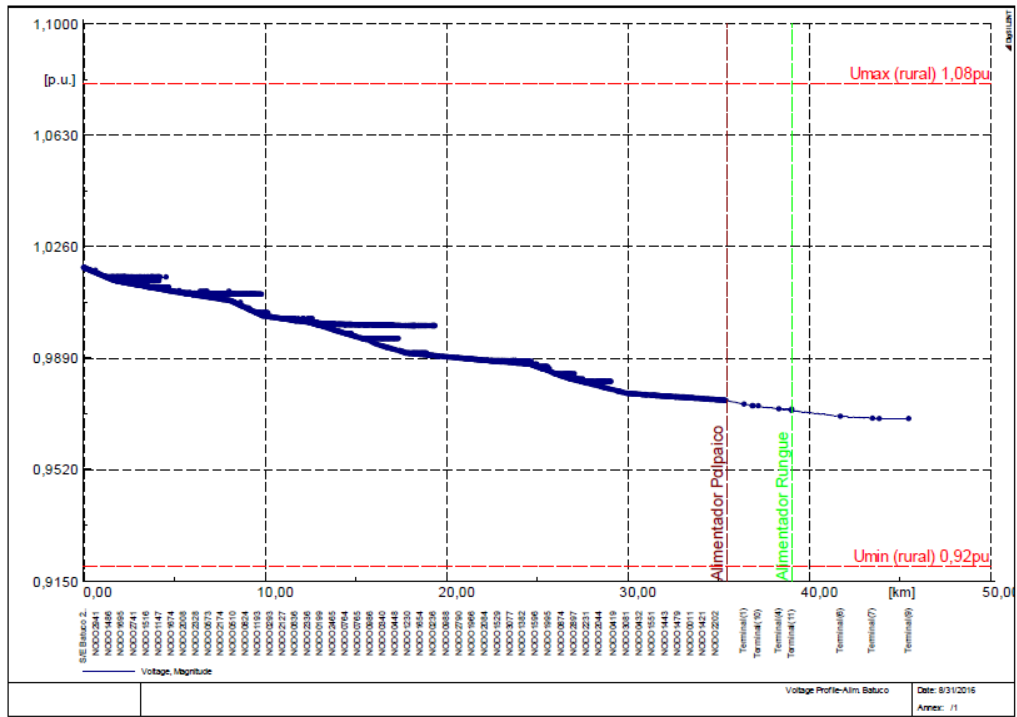


Ilustración 9-19 Escenario 7B, Tensión máxima, demanda mínima, generación mínima

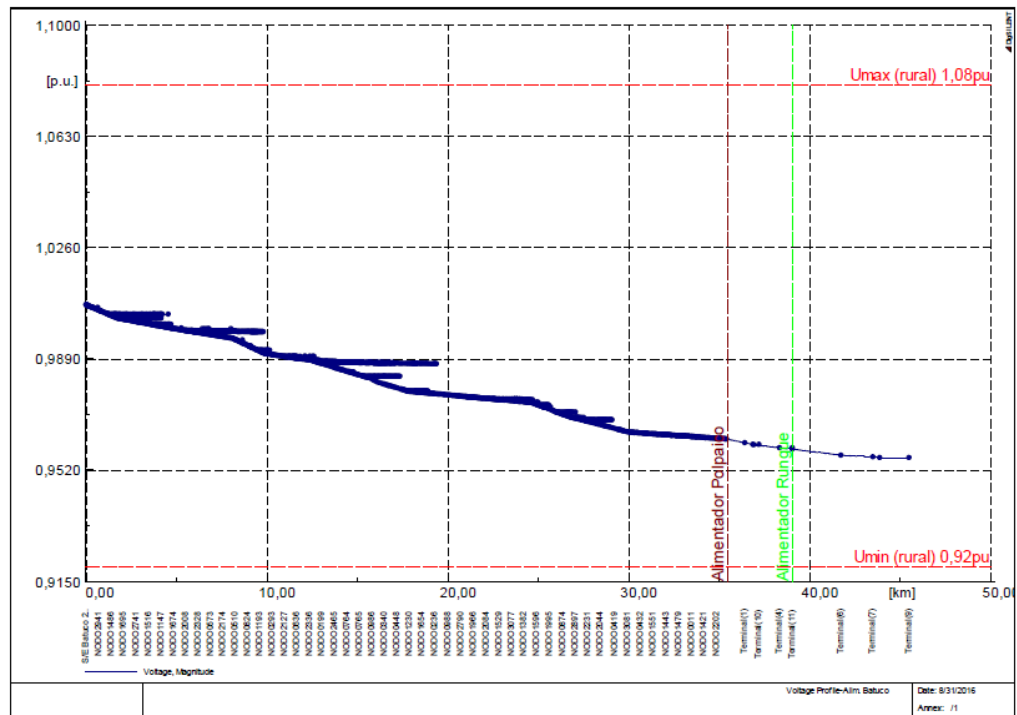


Ilustración 9-20 Escenario 8B, Tensión media, demanda mínima, generación mínima

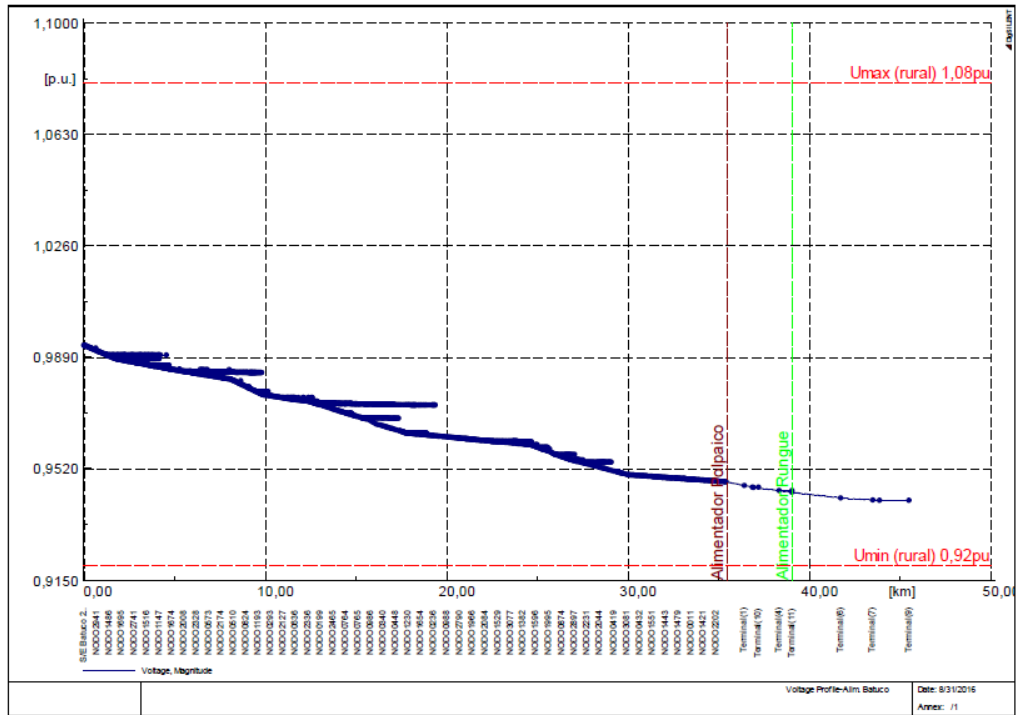


Ilustración 9-21 Escenario 9B, Tensión mínima, demanda mínima, generación mínima

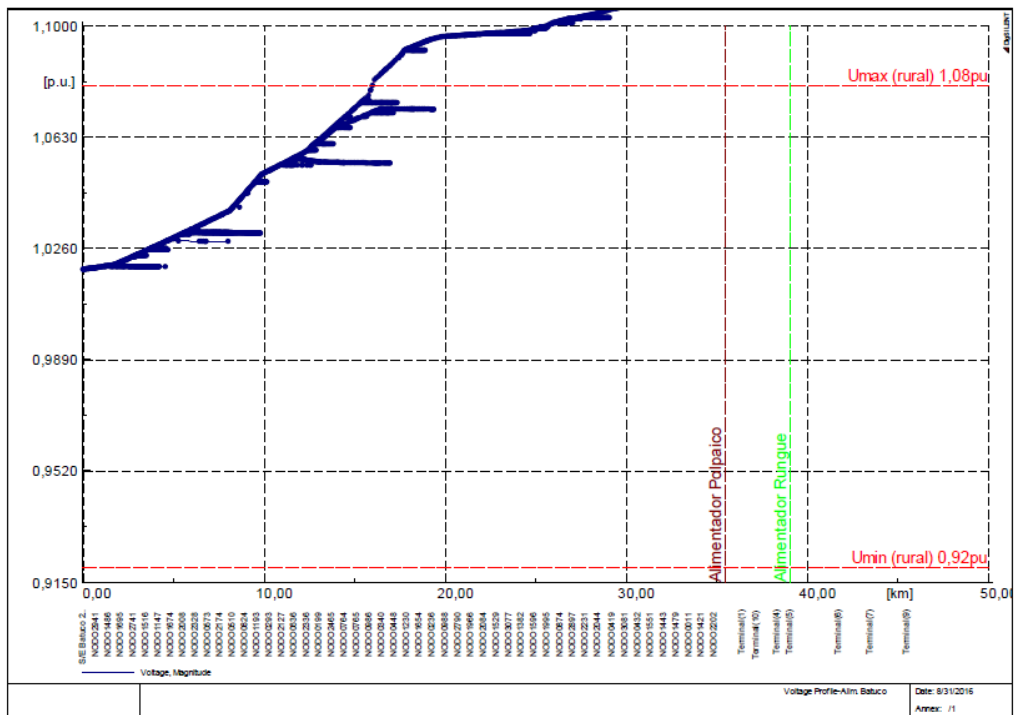


Ilustración 9-22 Escenario 10B, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima

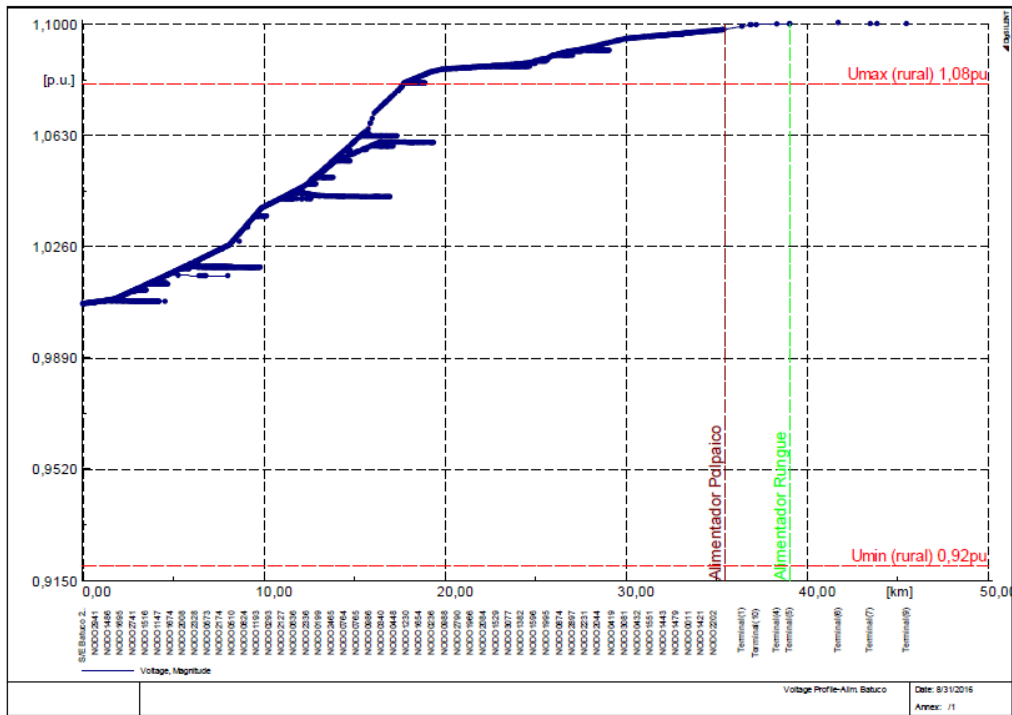


Ilustración 9-23 Escenario 11B, Tensión media, demanda mínima, generación máxima

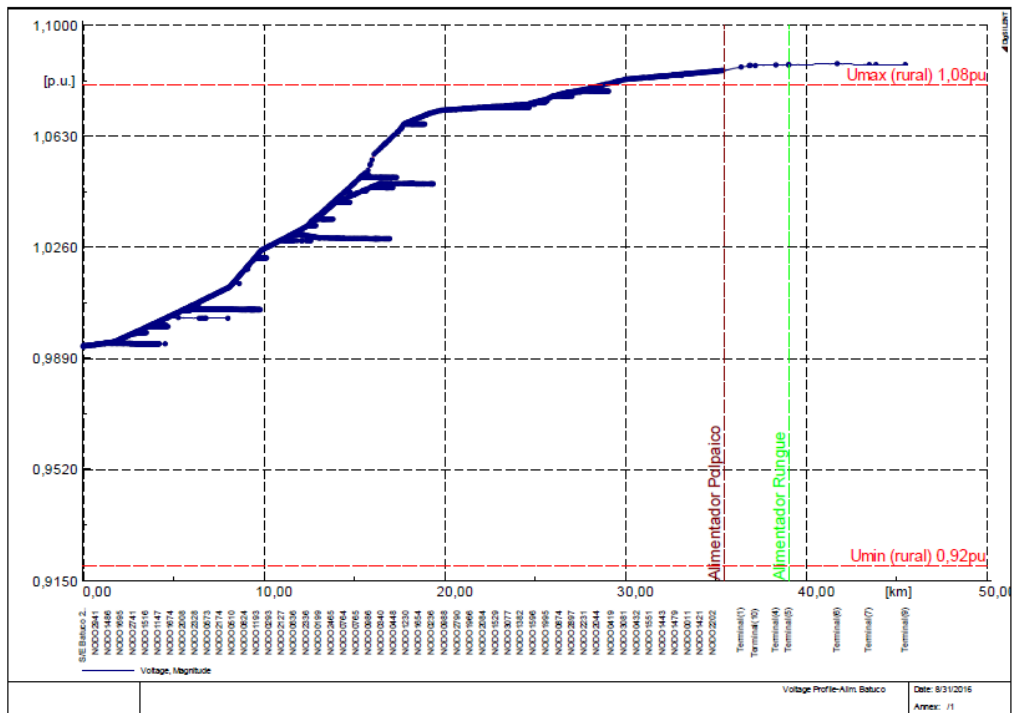


Ilustración 9-24 Escenario 12B, Tensión mínima, demanda mínima, generación máxima

9.1.3 Evaluación de variaciones propuestas en la Red

Se evalúan los escenarios desde el 1 al 12, los cuales cuentan con las variaciones de red propuestas además de la extensión del Alimentador Batuco.

Los resultados son los que se pueden observar a continuación:

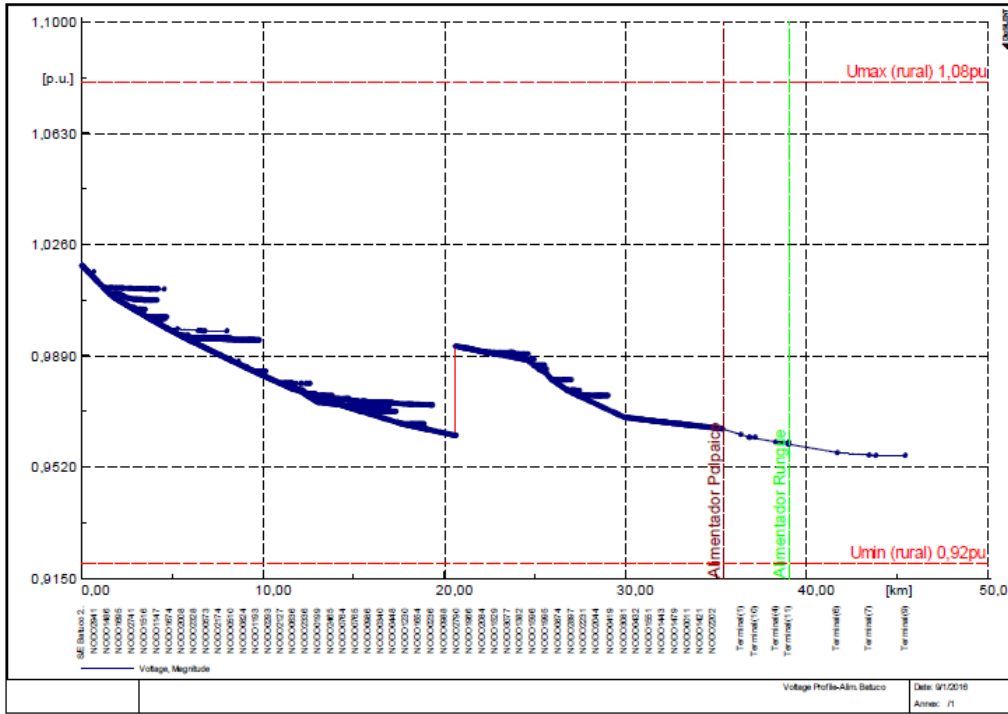


Ilustración 9-25 Escenario 1C, Tensión máxima, demanda máxima, generación mínima.

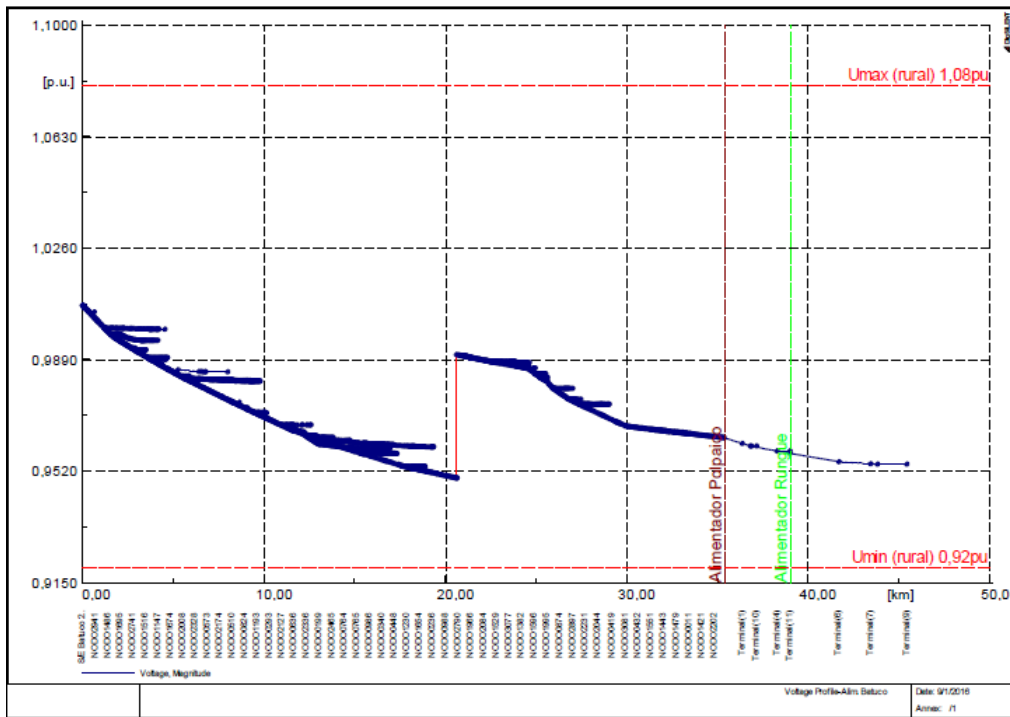


Ilustración 9-26 Escenario 2C, Tensión media, demanda máxima, generación mínima.

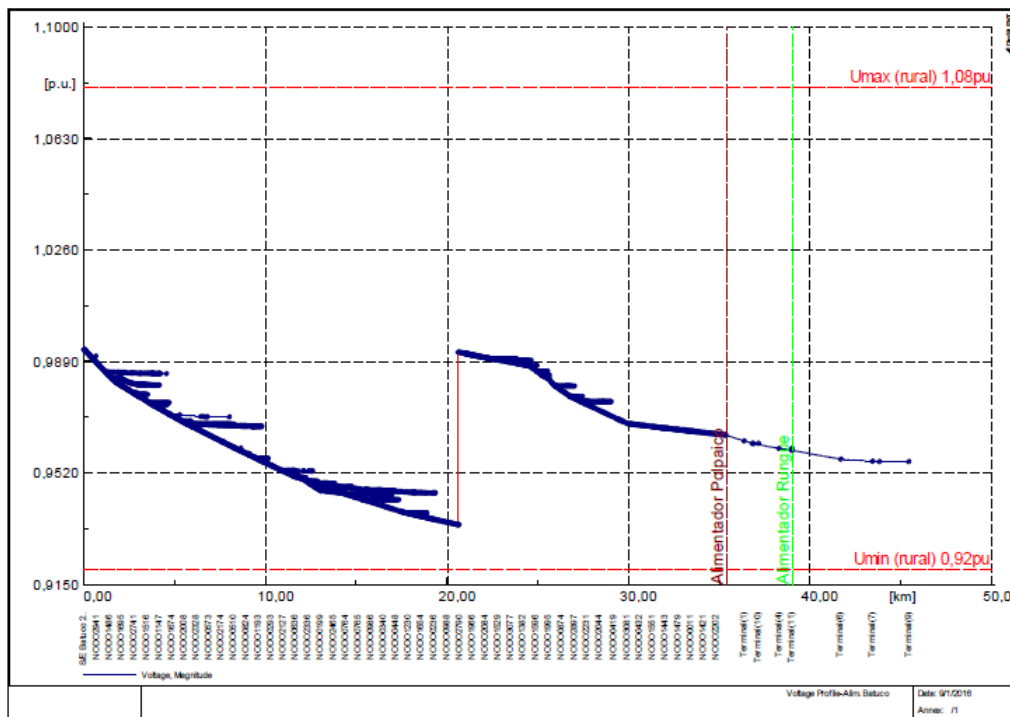


Ilustración 9-27 Escenario 3C, Tensión mínima, demanda máxima, generación mínima.

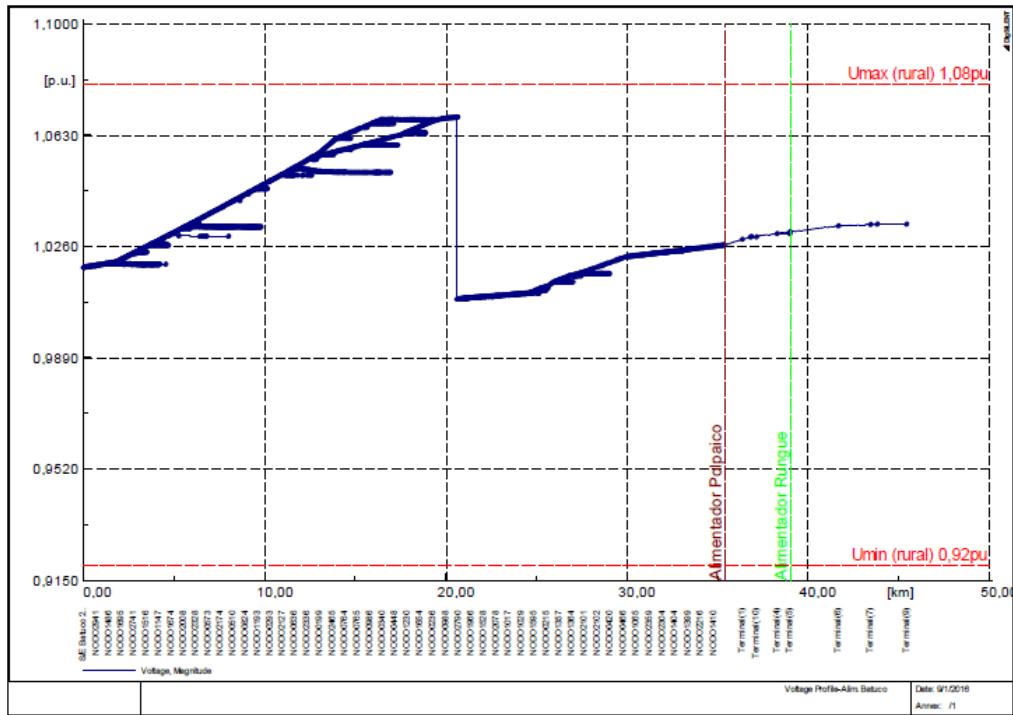


Ilustración 9-28 Escenario 10C, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima.

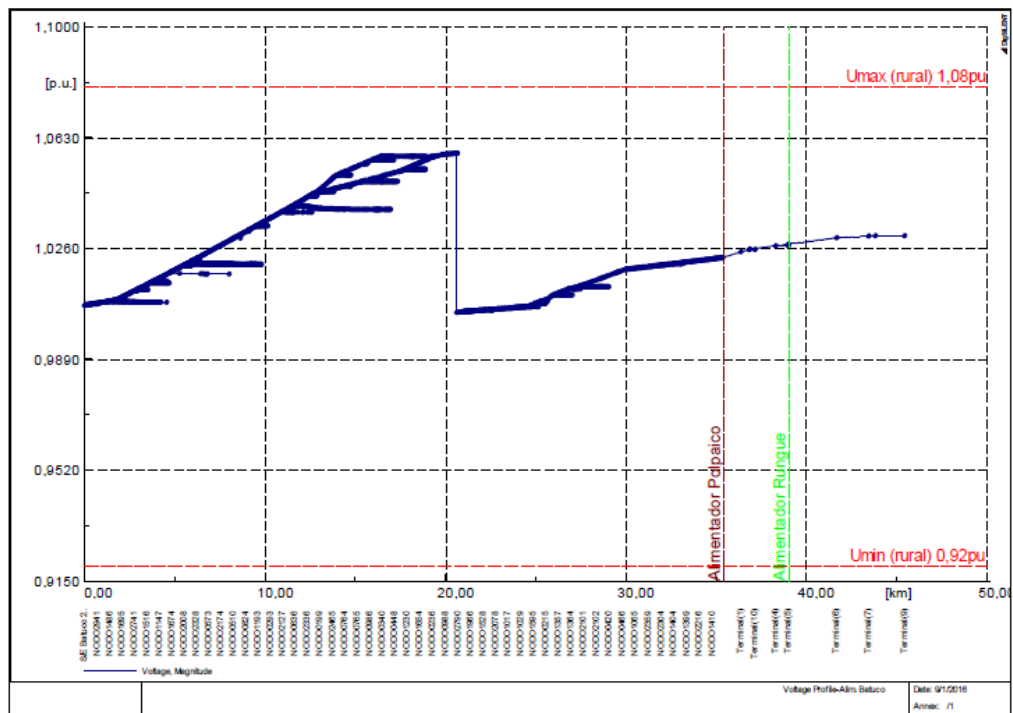


Ilustración 9-29 Escenario 11C, Tensión media, demanda mínima, generación máxima.

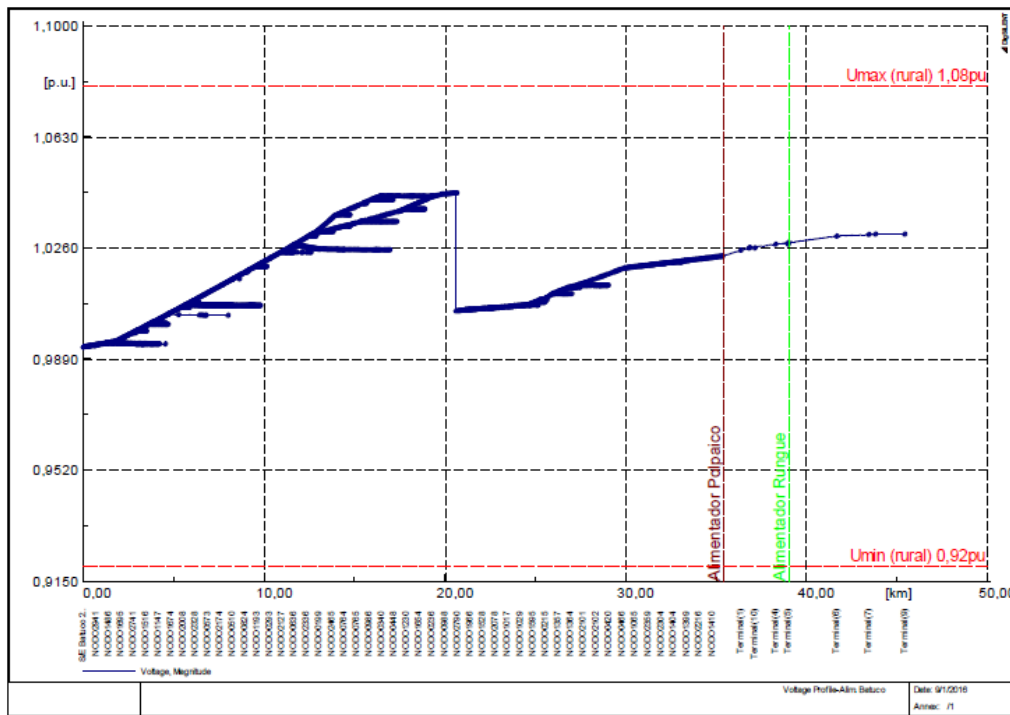


Ilustración 9-30 Escenario 12C, Tensión mínima, demanda mínima, generación máxima.

9.2 Escenarios del capítulo 5

9.2.1 Escenario 0

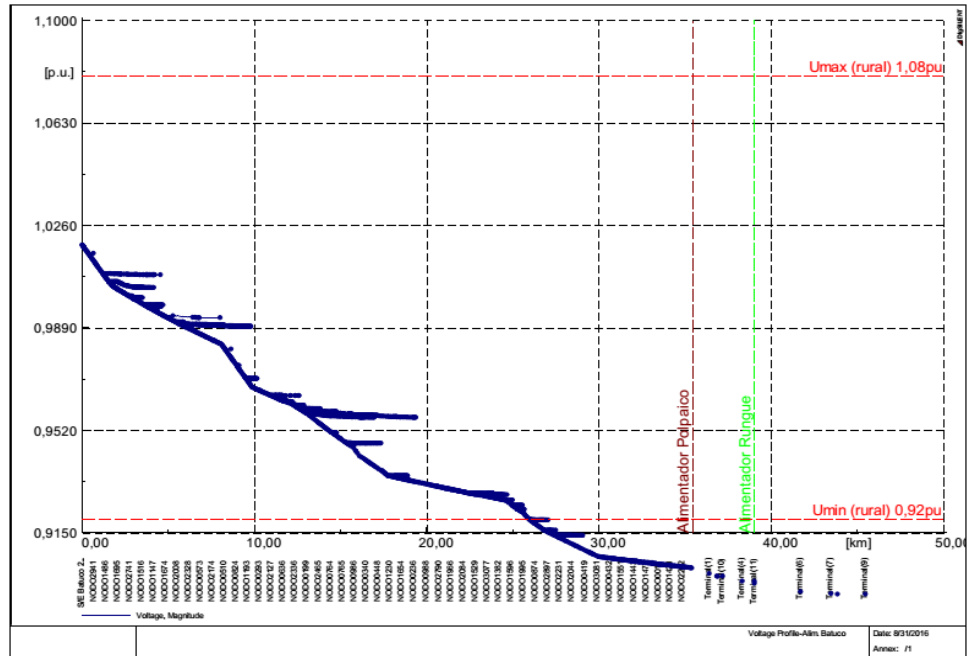


Ilustración 9-31 Caso base 0-1A

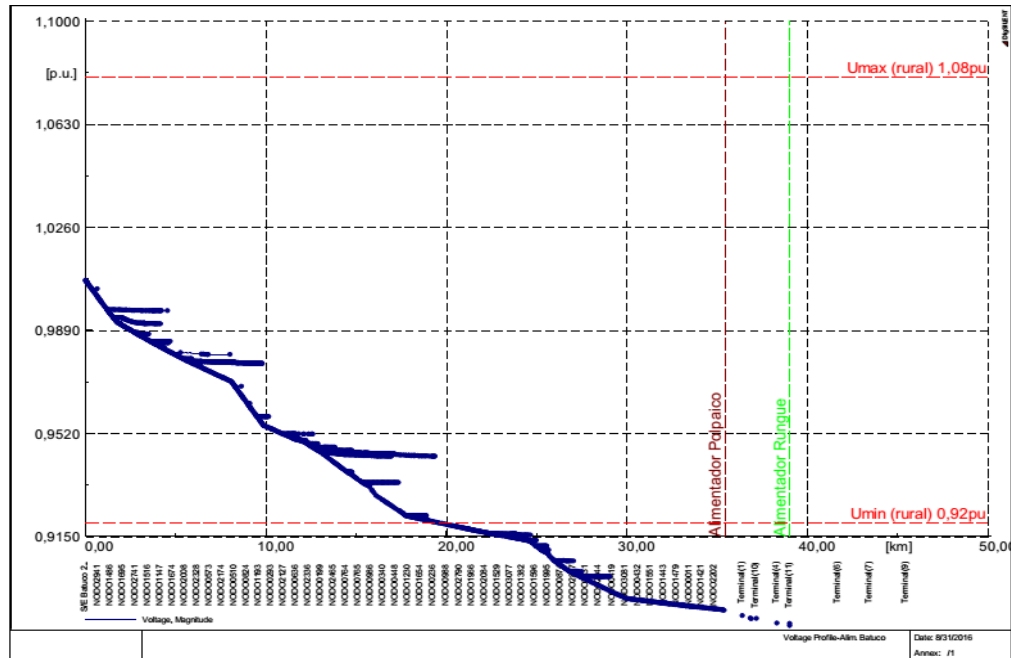


Ilustración 9-32 Caso Base 0-1B

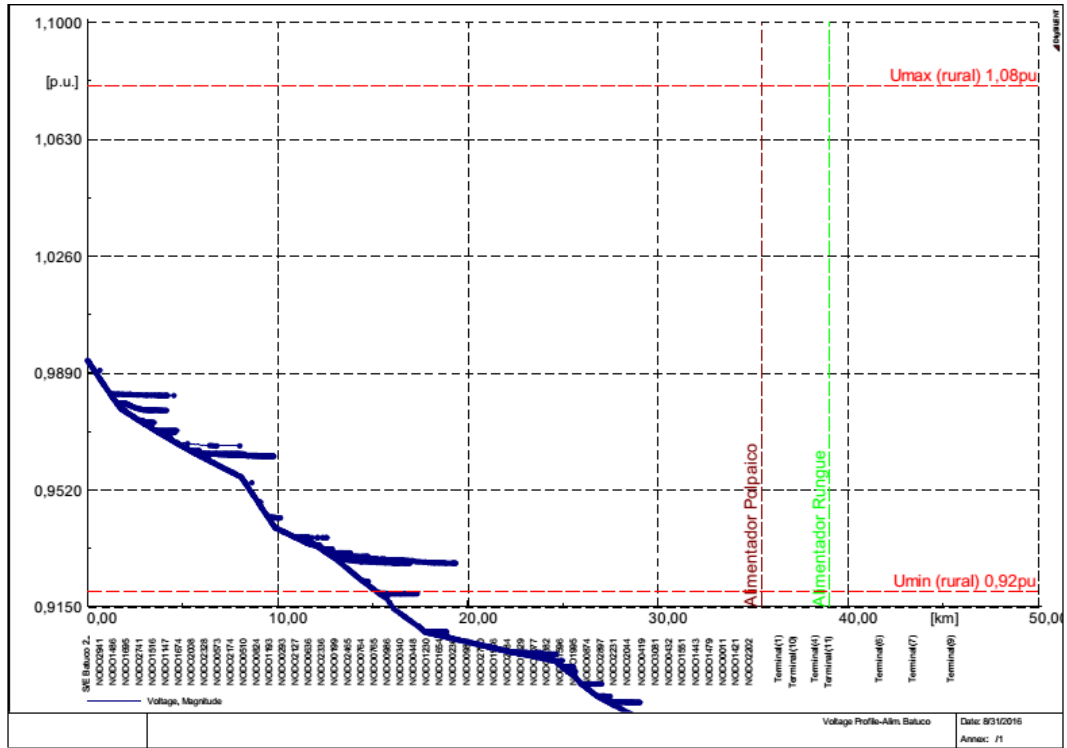


Ilustración 9-33 Caso Base 0-1C

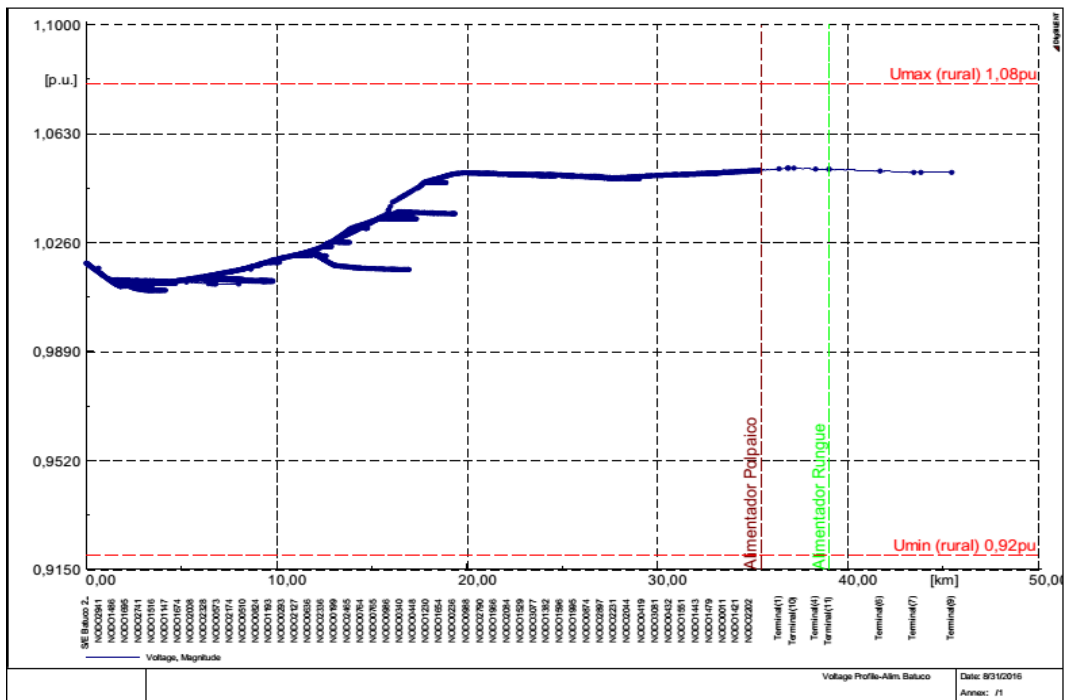


Ilustración 9-34 Caso Base 0-1D

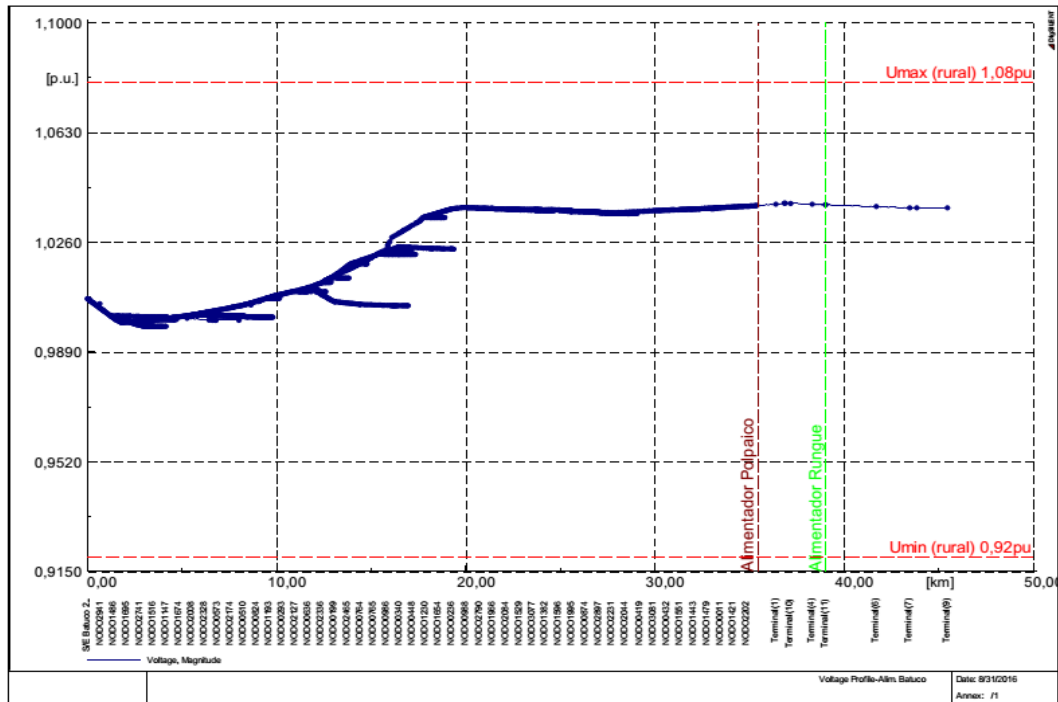


Ilustración 9-35 Caso Base 0-1E

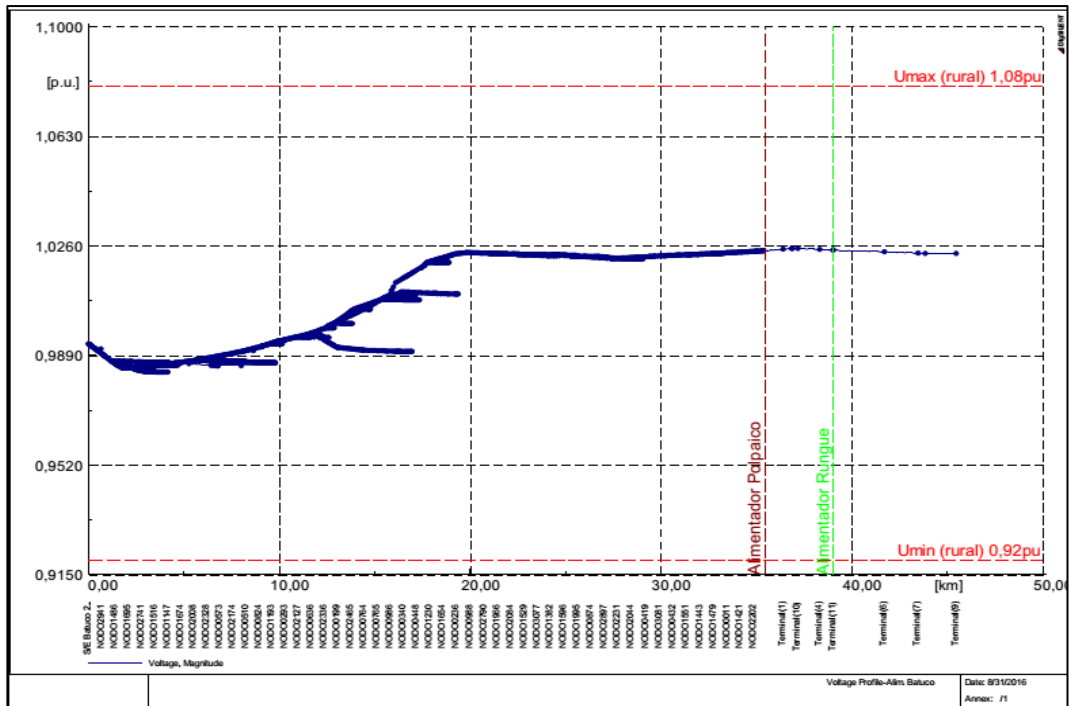


Ilustración 9-36 Caso Base 0-1F

9.2.2 Escenario 1

A continuación se muestran los perfiles de tensión del alimentador para los diferentes casos correspondientes al Escenario 1

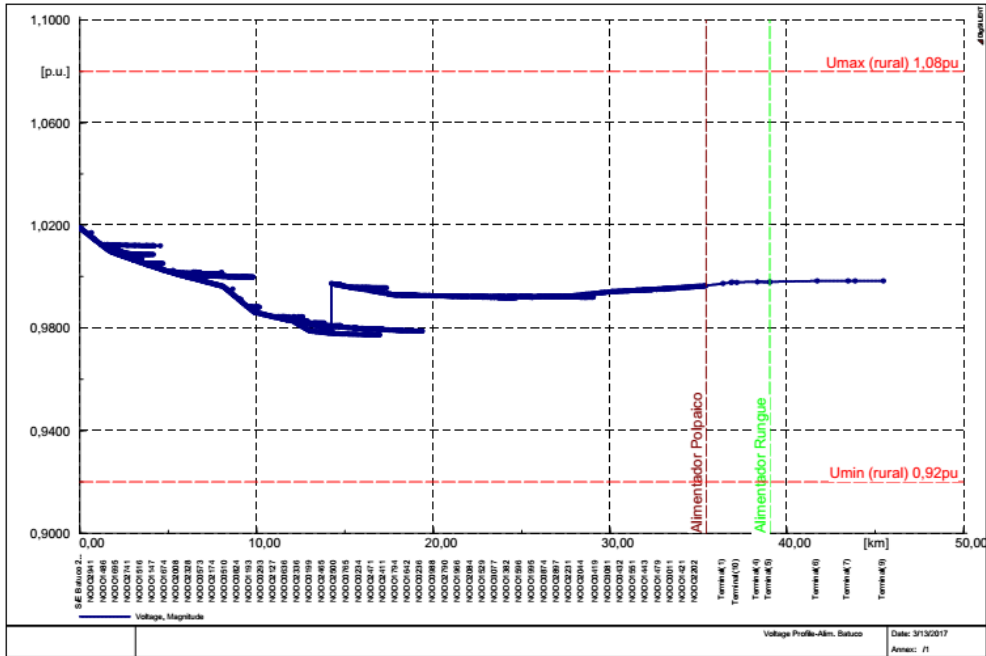


Ilustración 9-37 Caso 1-1A

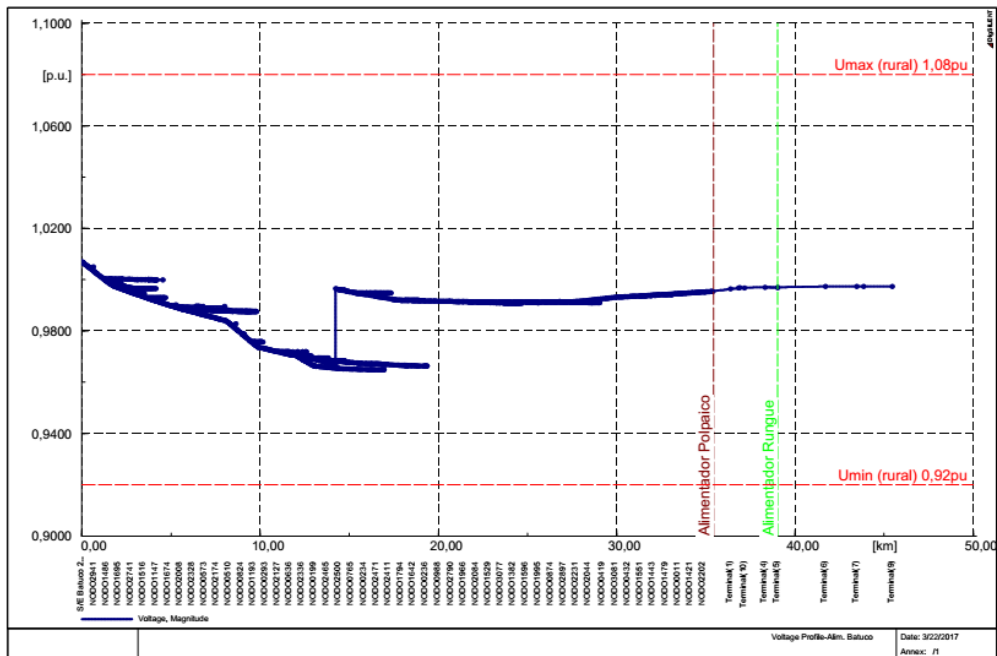


Ilustración 9-38 Caso 1-1B

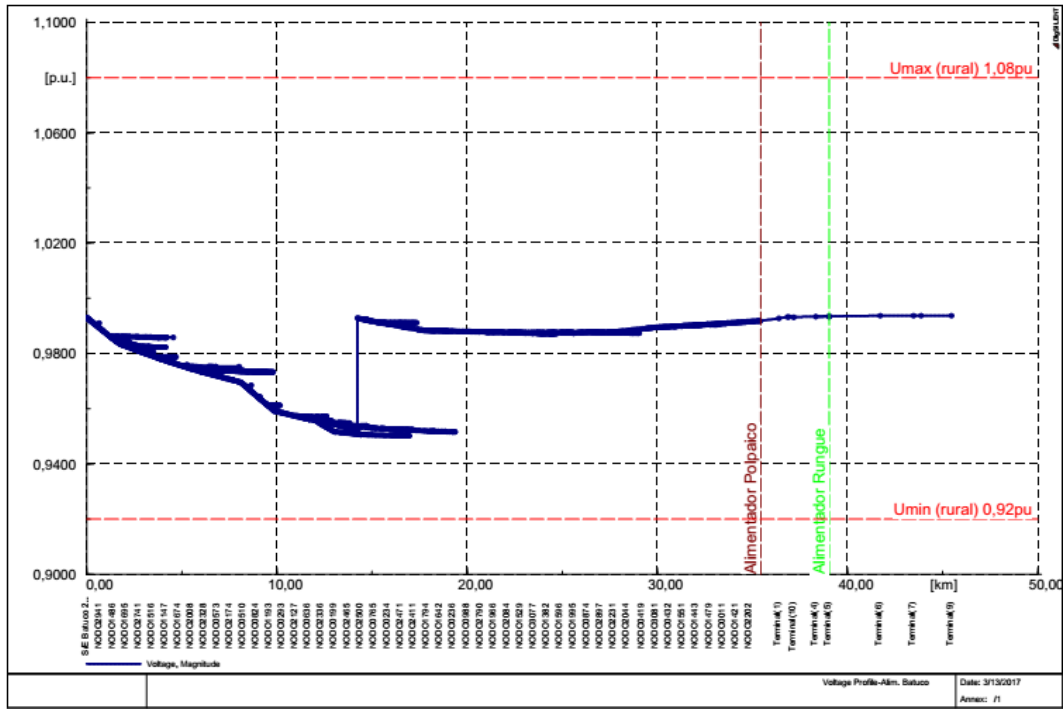


Ilustración 9-39 Caso 1-1C

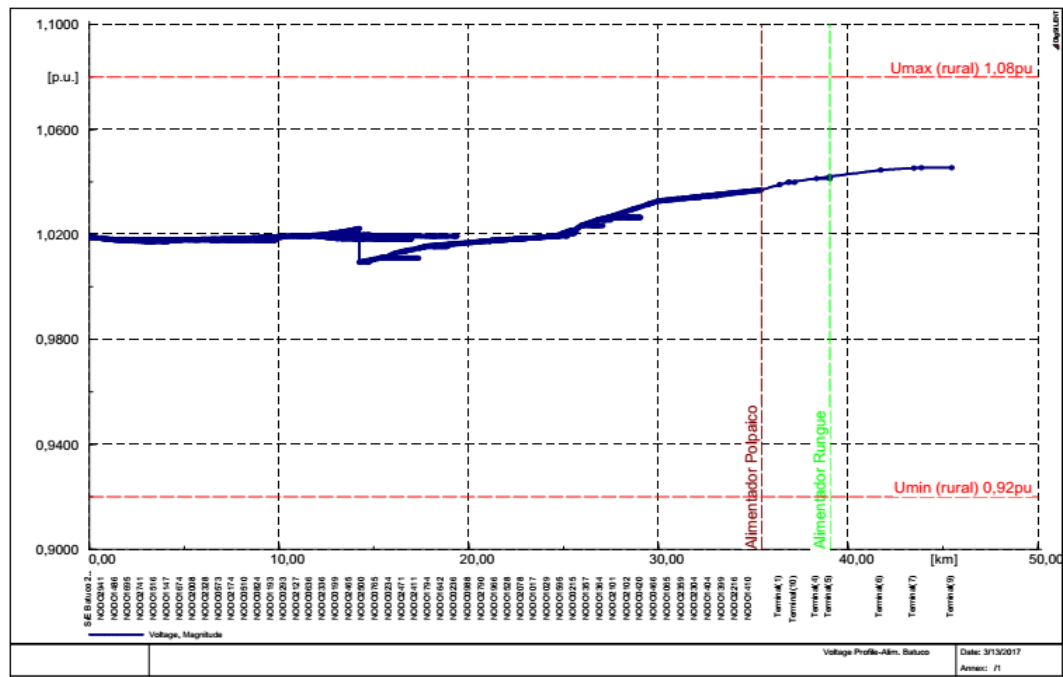


Ilustración 9-40 Caso 1-1D

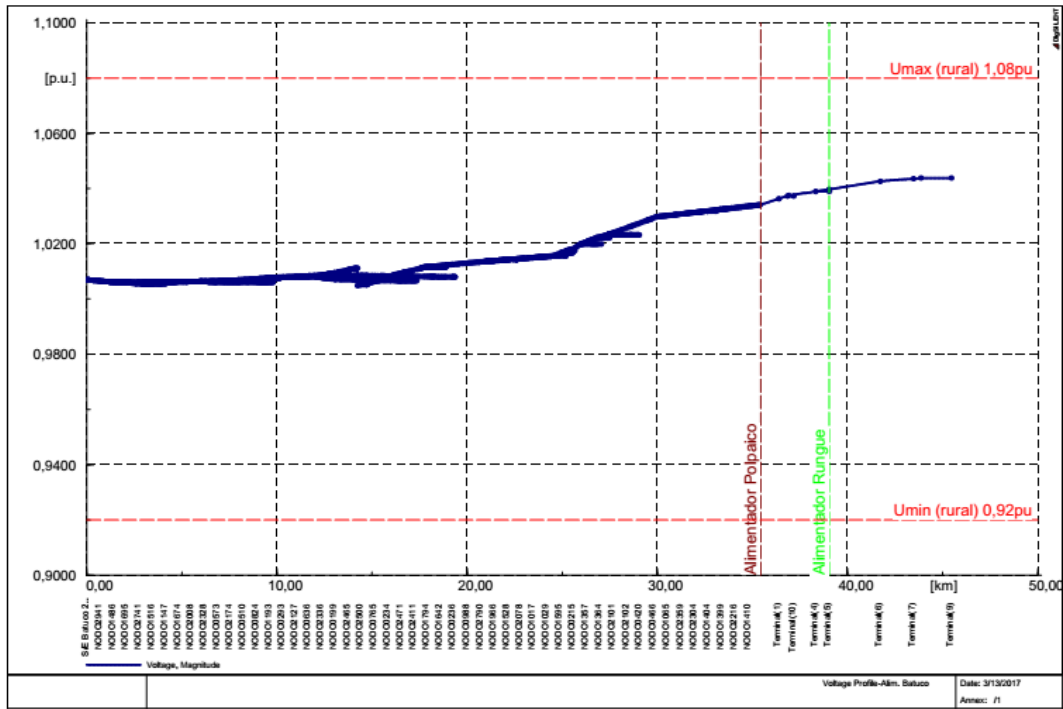


Ilustración 9-41 Caso 1-1E

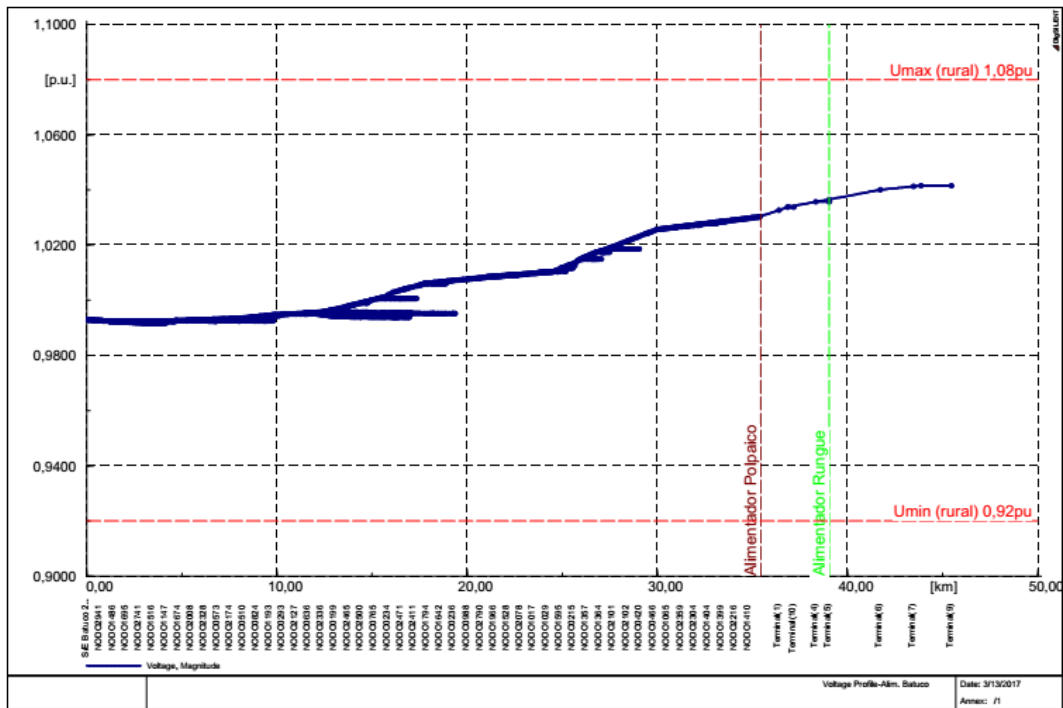


Ilustración 9-42 Caso 1-1F

9.2.3 Escenario 2

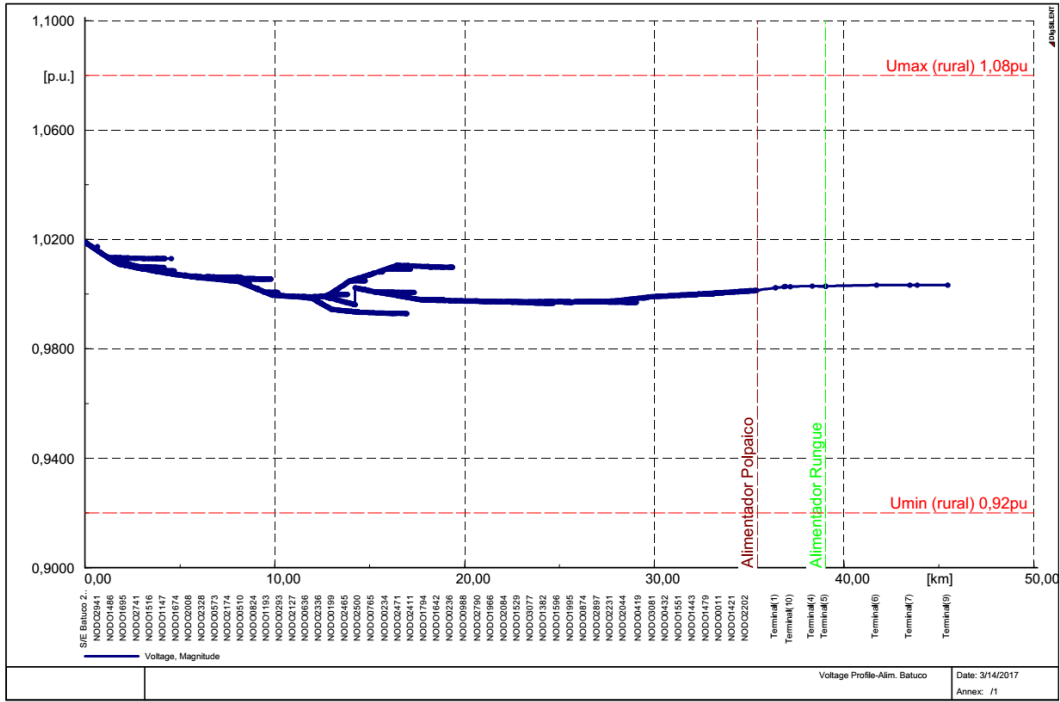


Ilustración 9-43 Caso 2-1A

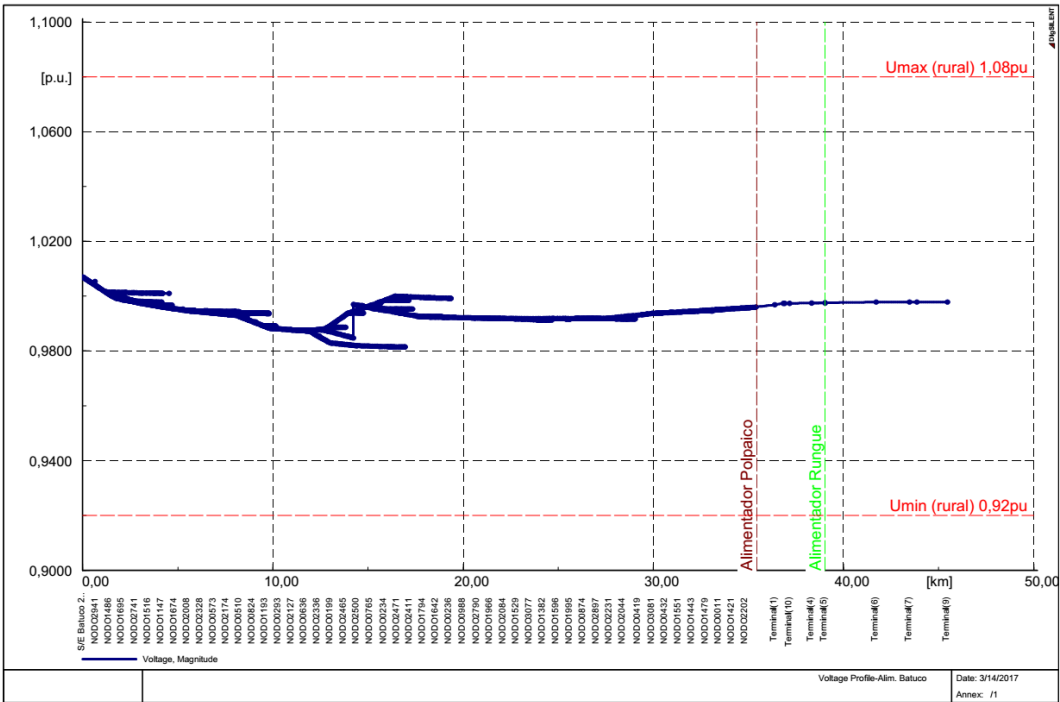


Ilustración 9-44 Caso 2-1B

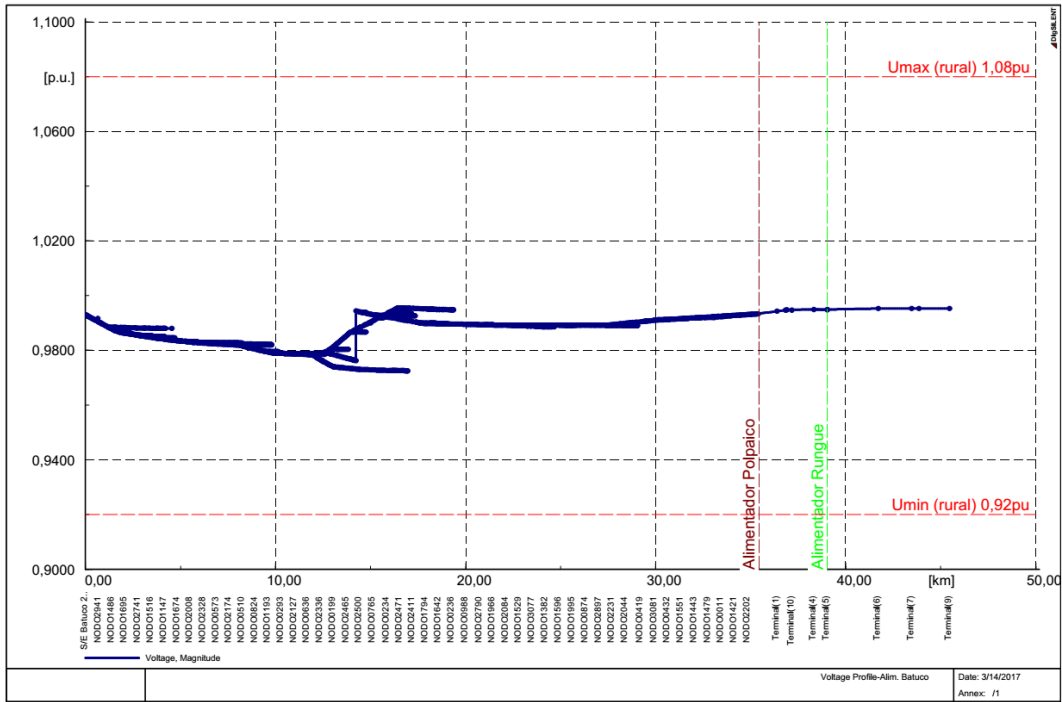


Ilustración 9-45 Caso 2-1C

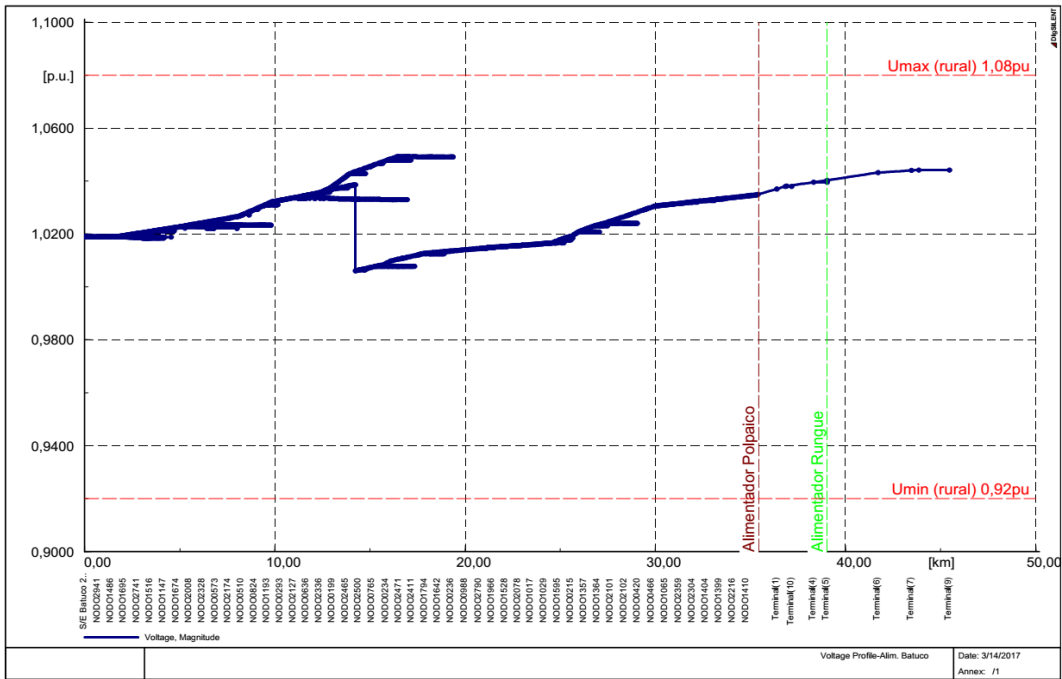


Ilustración 9-46 Caso 2-1D

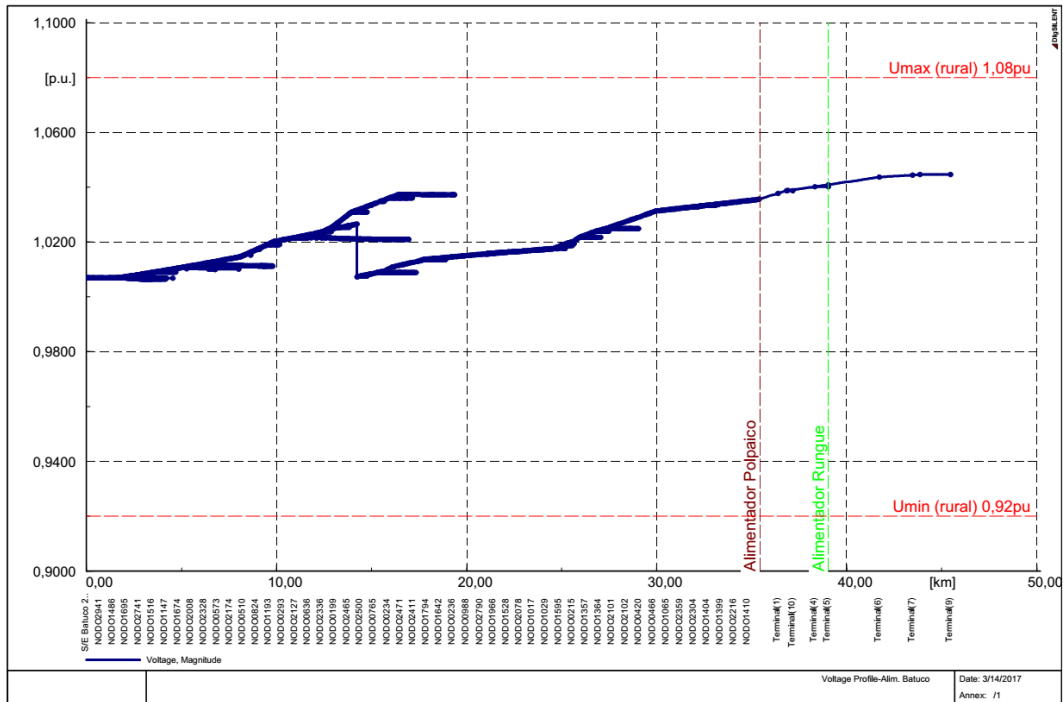


Ilustración 9-47 Caso 2-1E

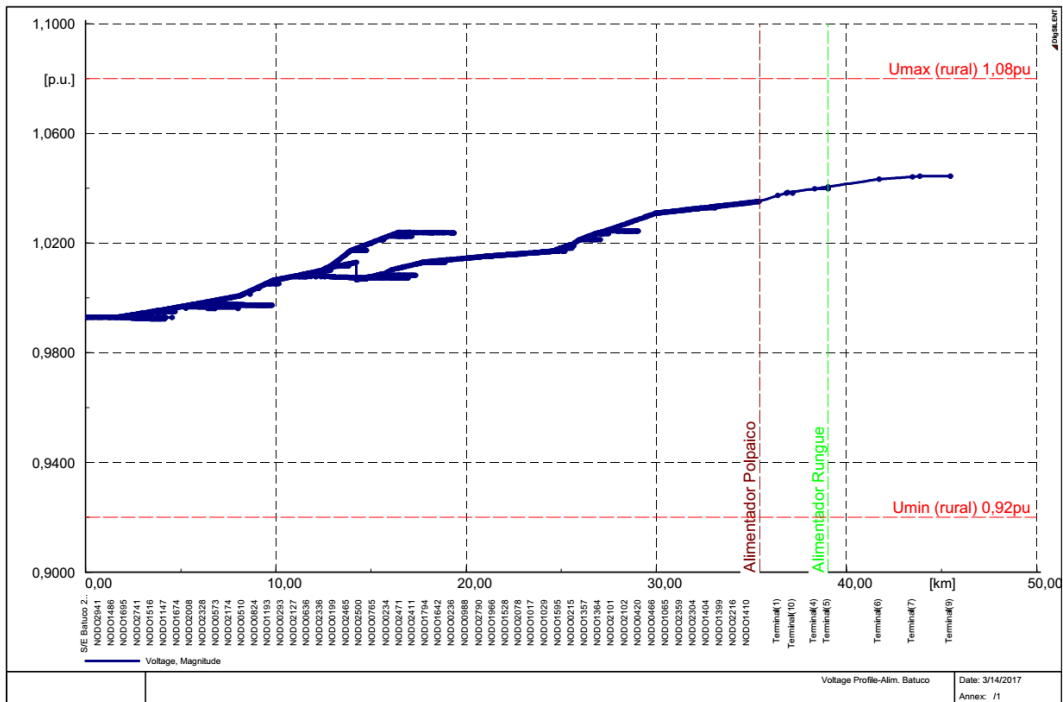


Ilustración 9-48 Caso 2-1F

9.2.4 Escenario 3

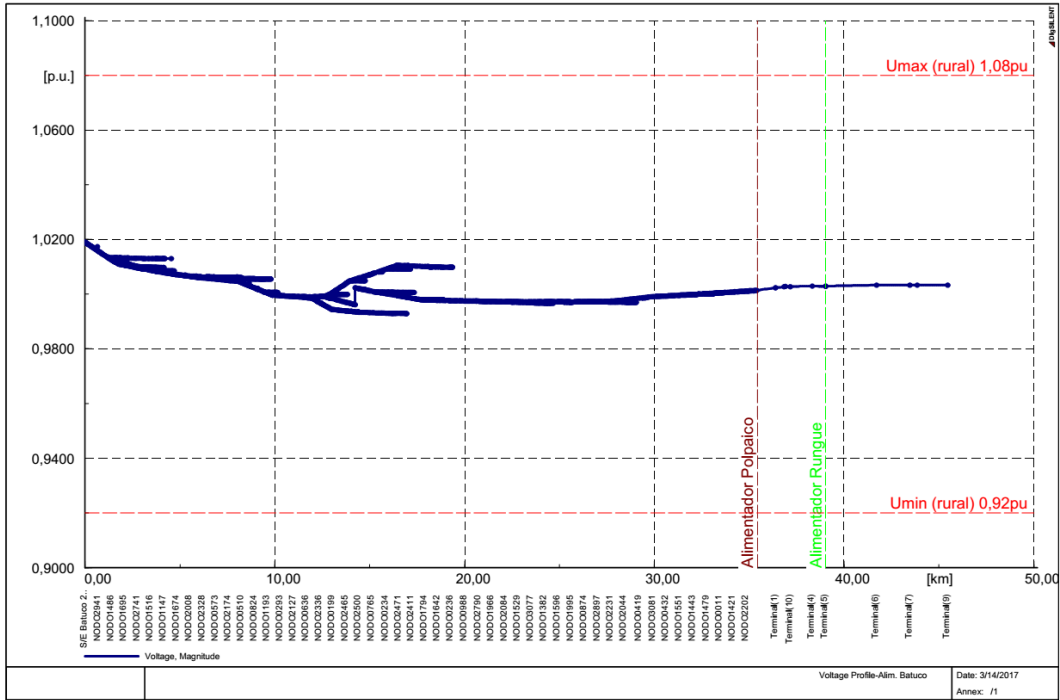


Tabla 9-1 Caso 3-1A

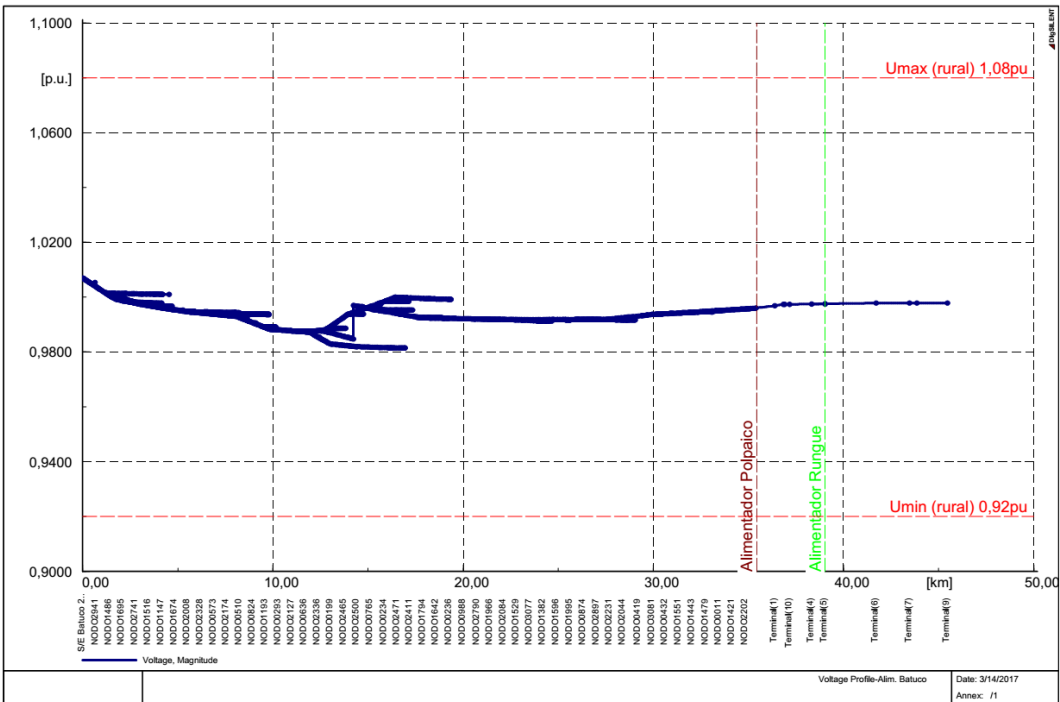


Tabla 9-2 Caso 3-1B

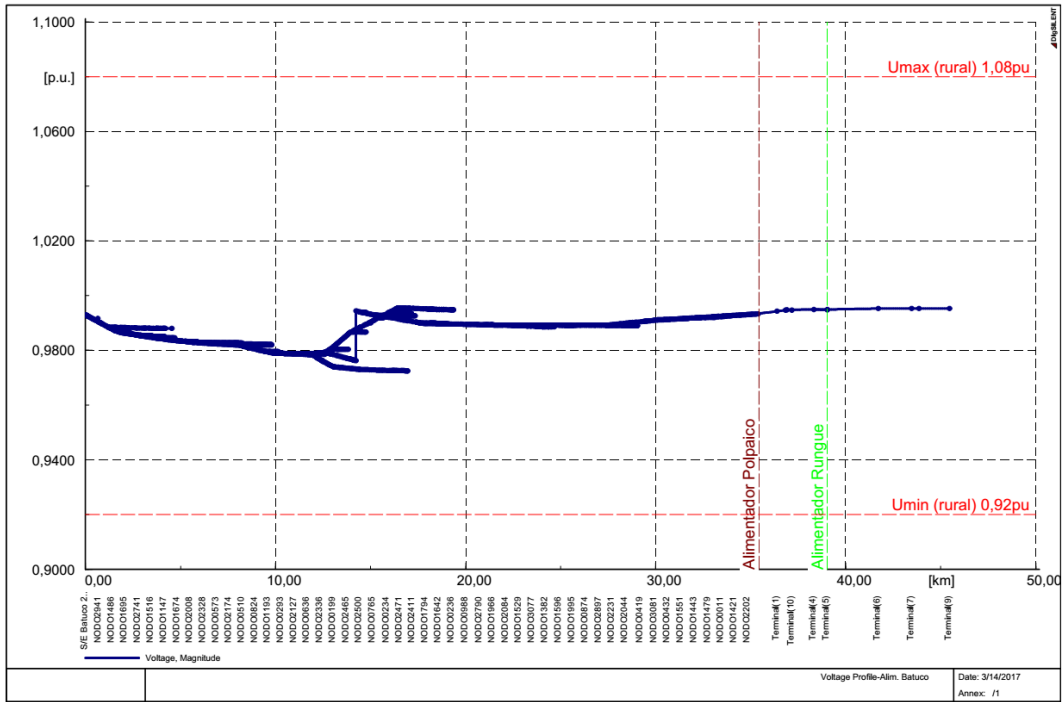


Tabla 9-3 Caso 3-1C

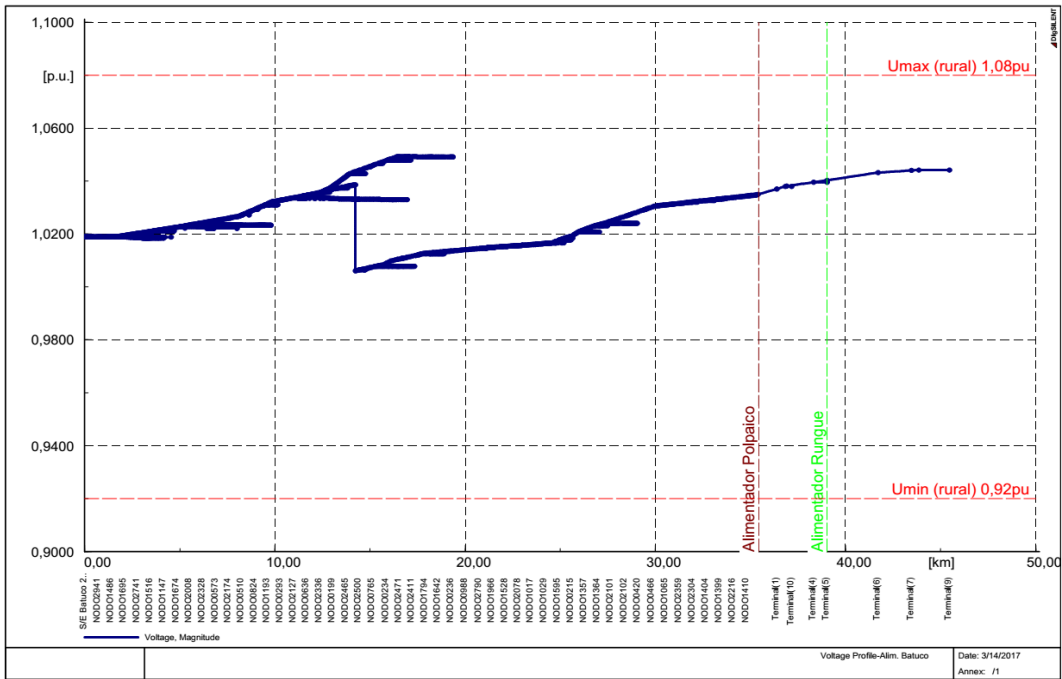


Tabla 9-4 Caso 3-1D

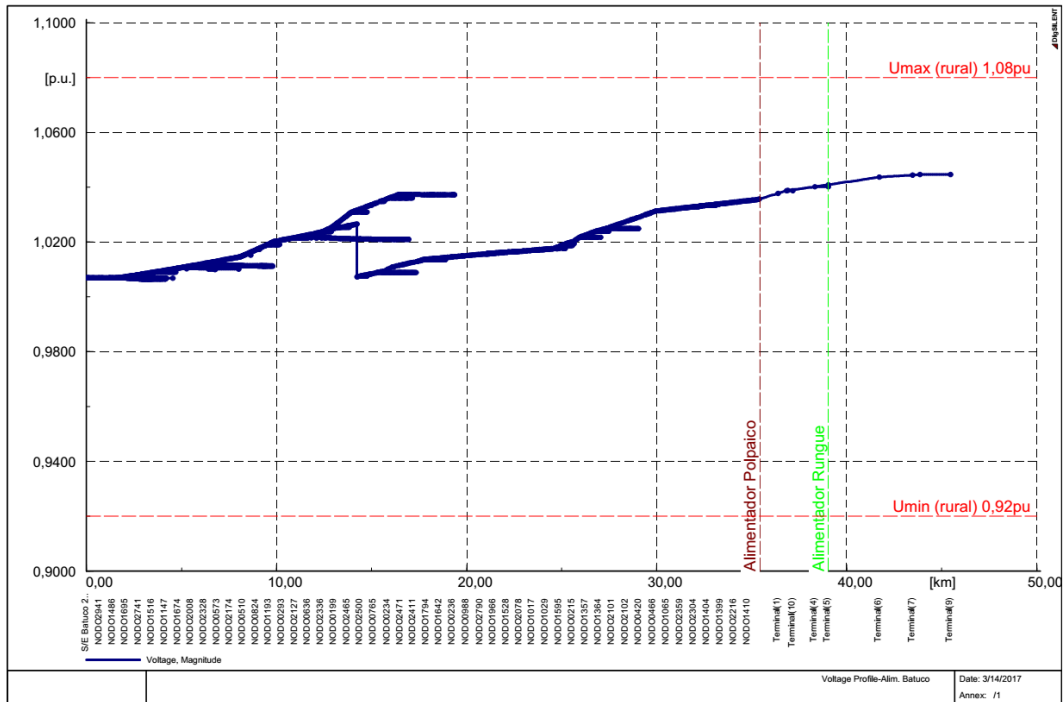


Tabla 9-5 Caso 3-1E

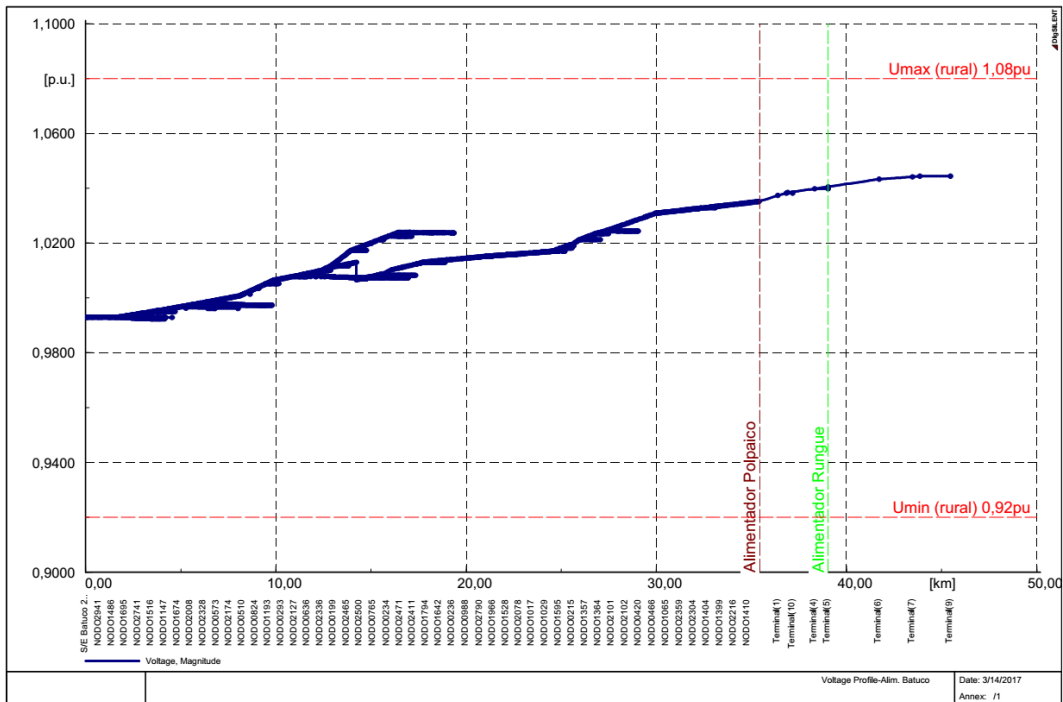


Tabla 9-6 Caso 3-1F

9.2.5 Escenario 4

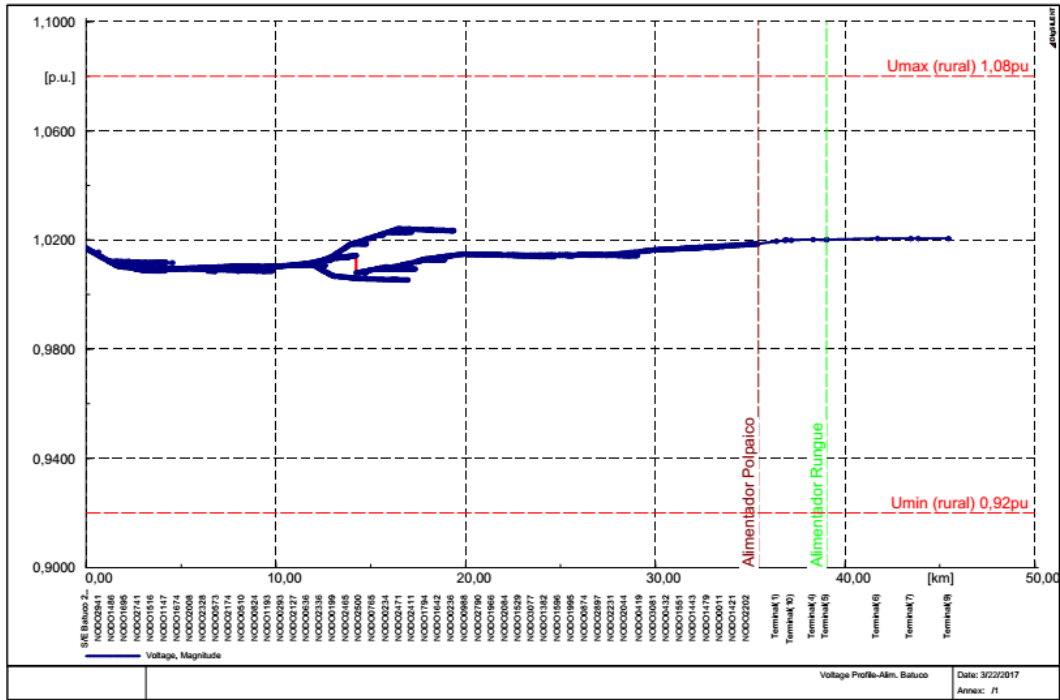


Ilustración 9-49 Caso 4-1A

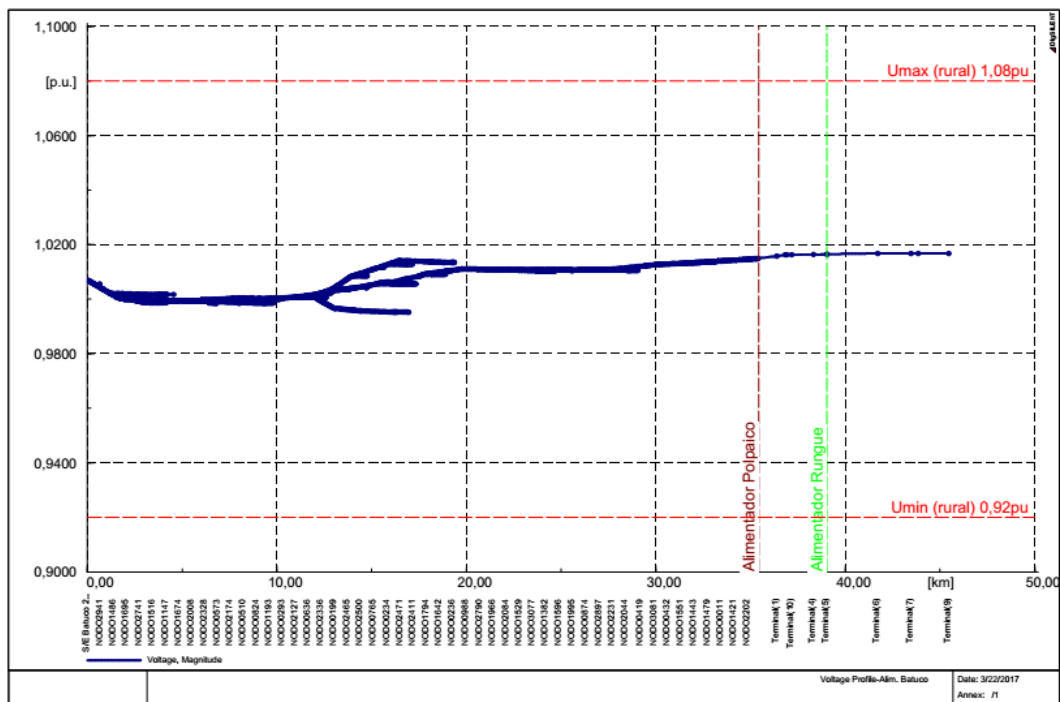


Ilustración 9-50 Caso 4-1B

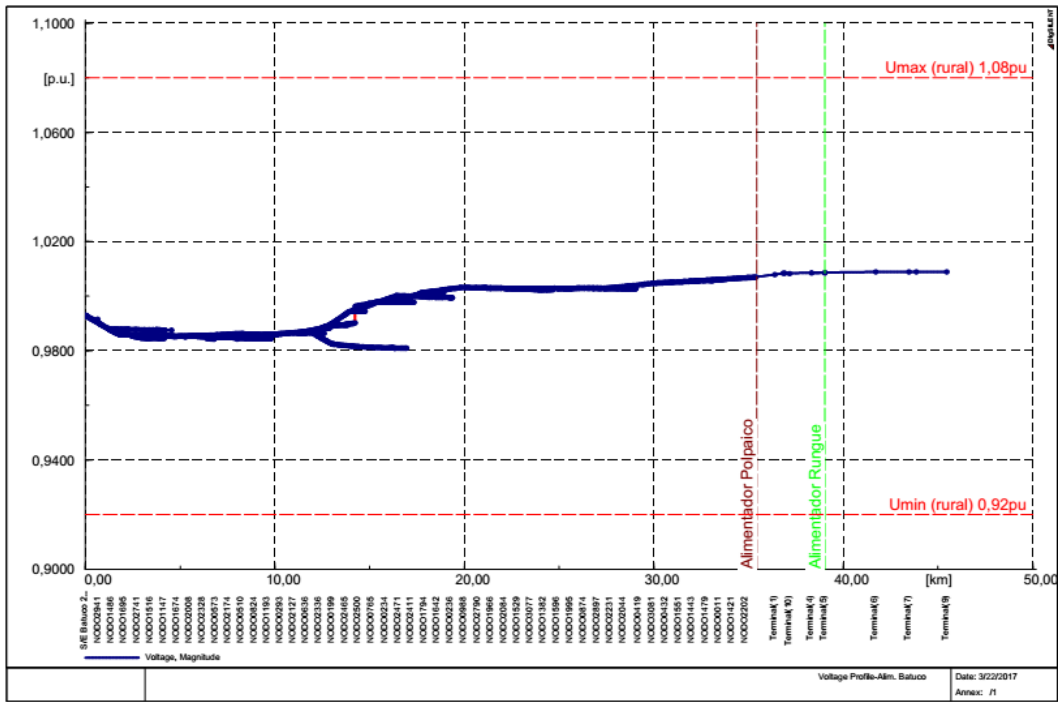


Ilustración 9-51 Caso 4-1C

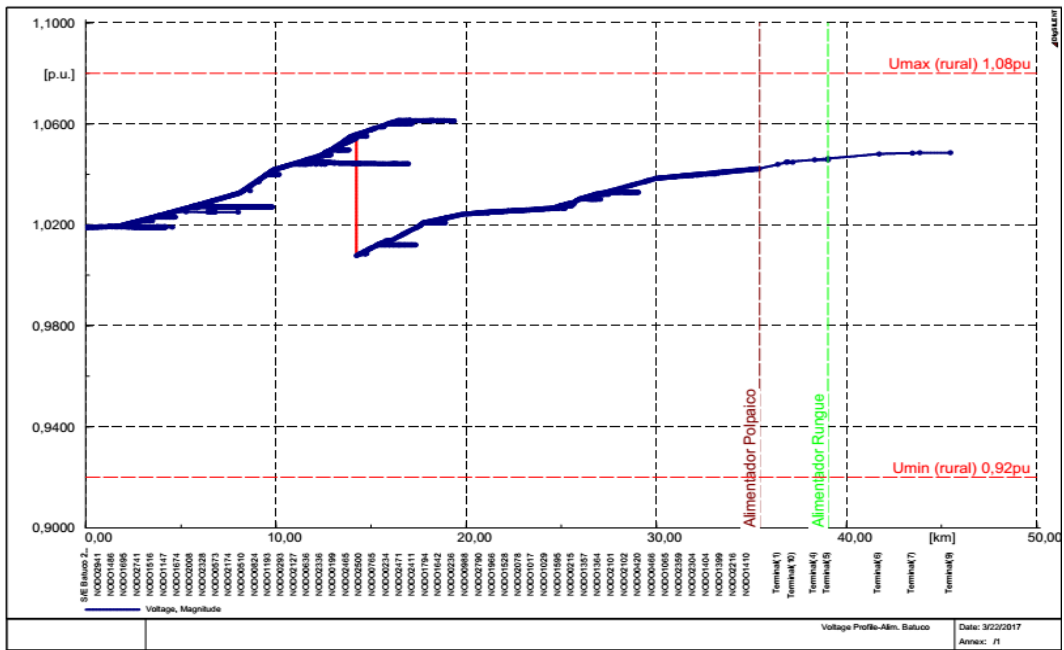


Ilustración 9-52 Caso 4-1D

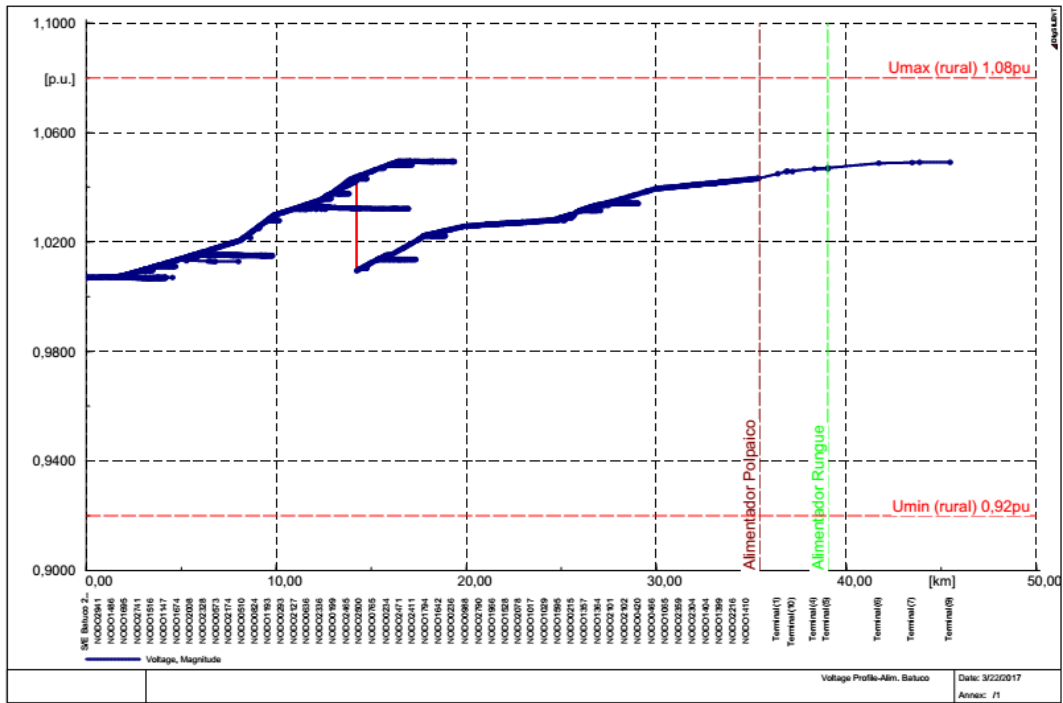


Ilustración 9-53 Caso 4-1E

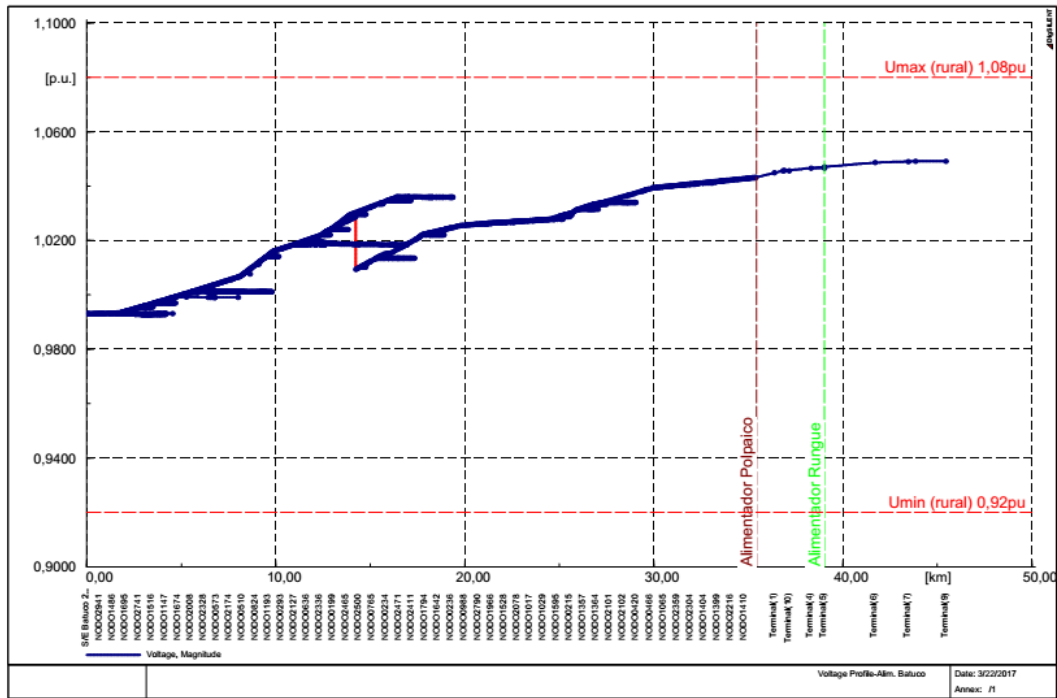


Ilustración 9-54 Caso 4-1F

9.2.6 Escenario 5

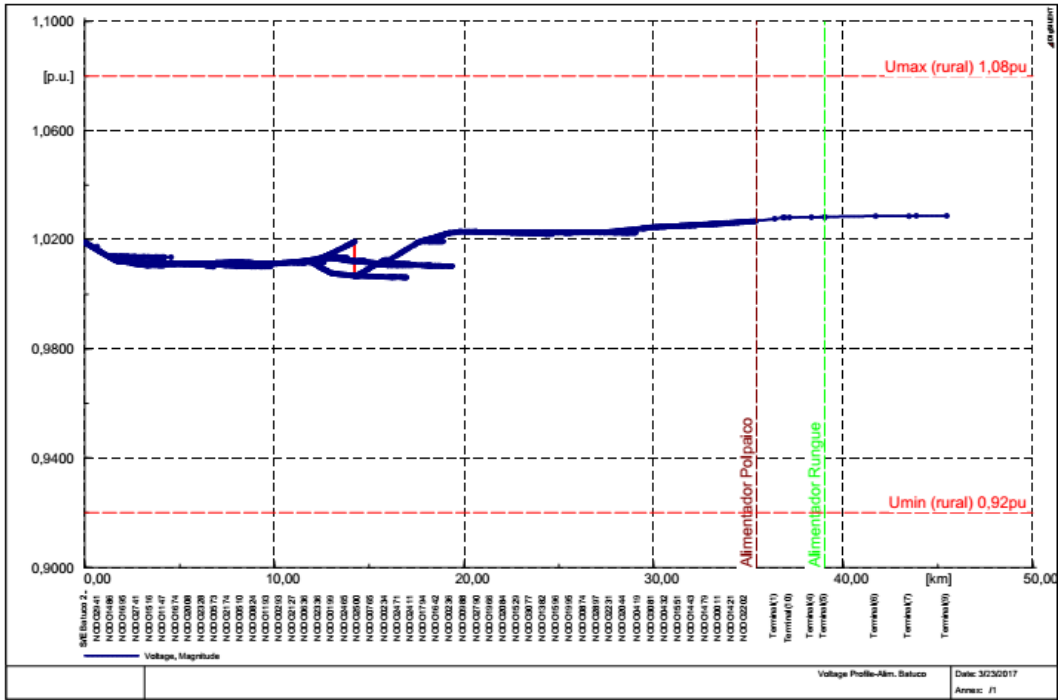


Ilustración 9-55 Caso 5-1A

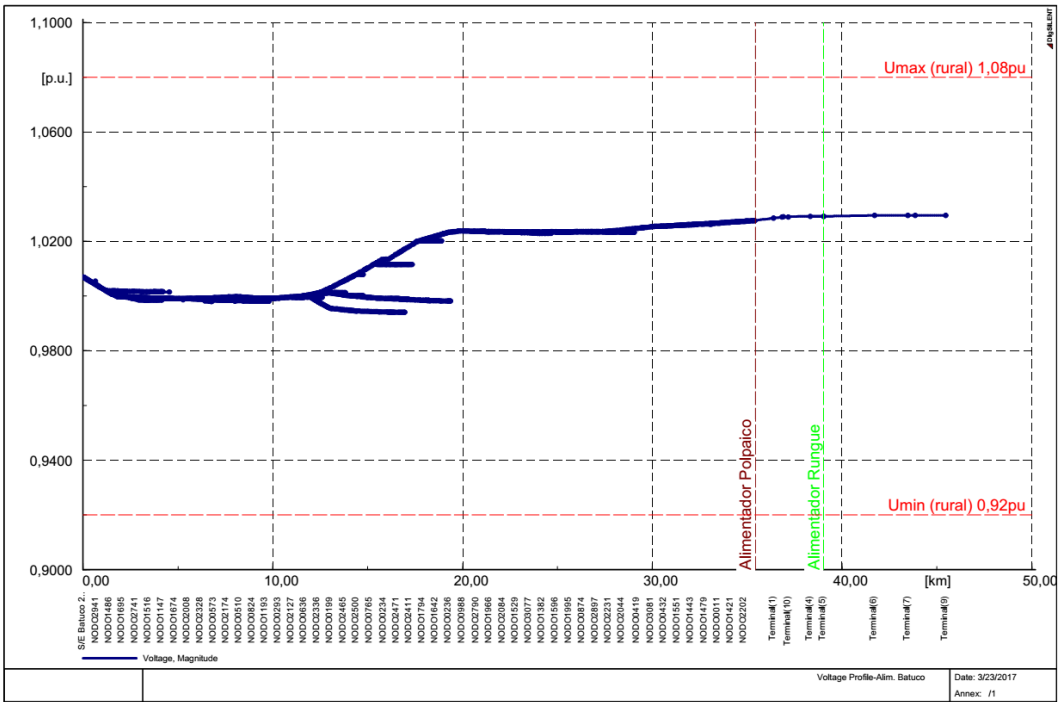


Ilustración 9-56 Caso 5-1B

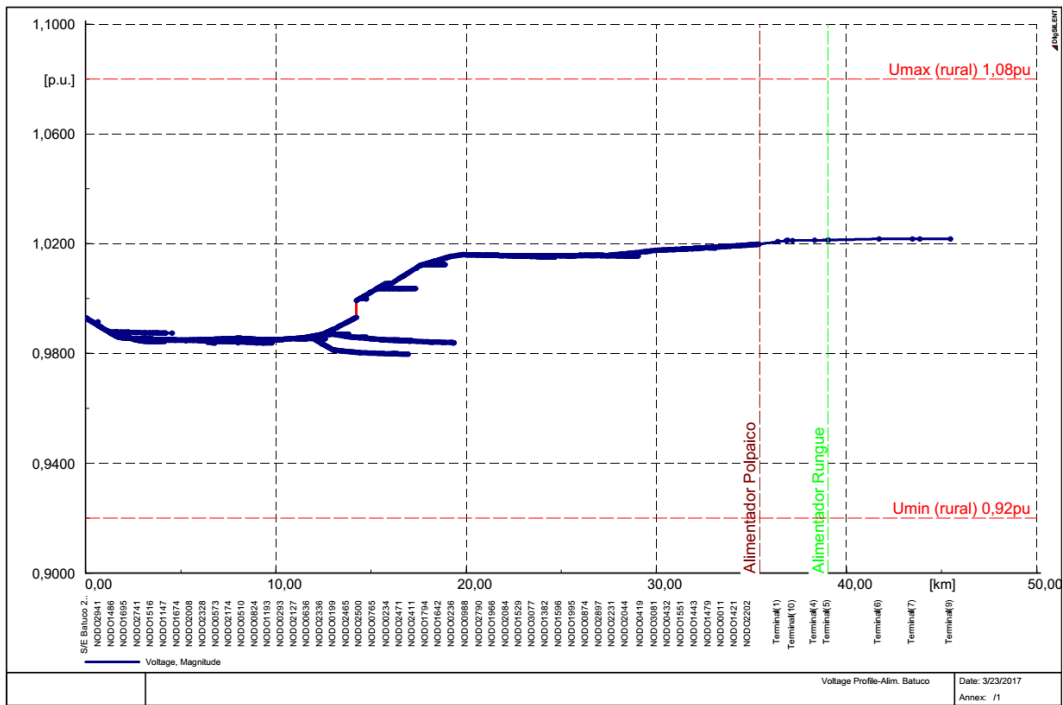


Ilustración 9-57 Caso 5-1C

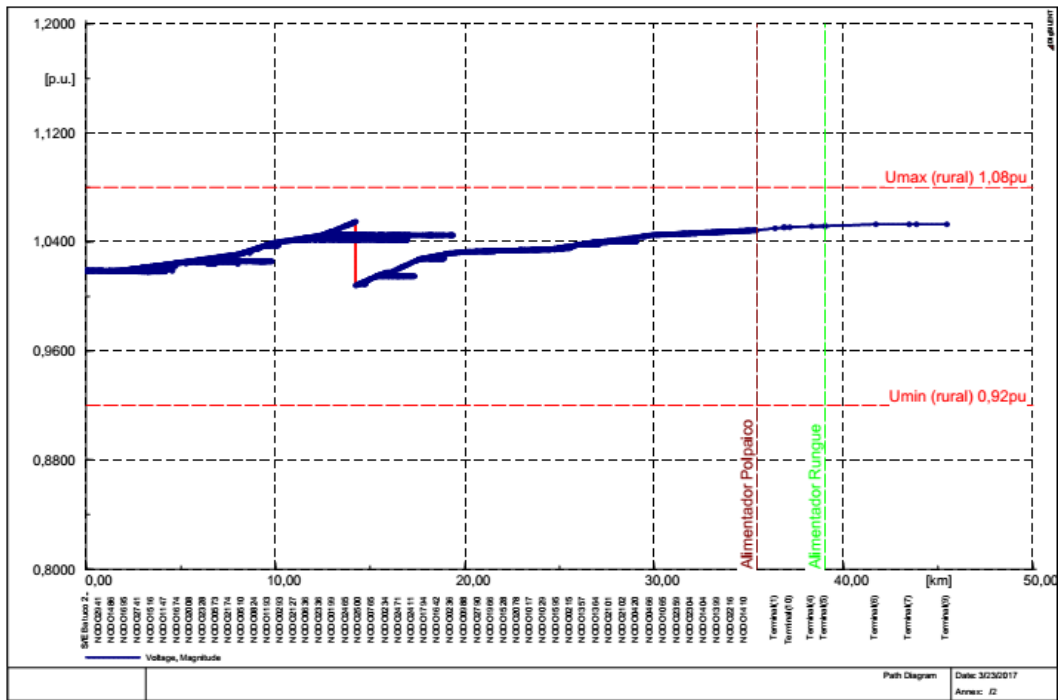


Ilustración 9-58 Caso 5-1D

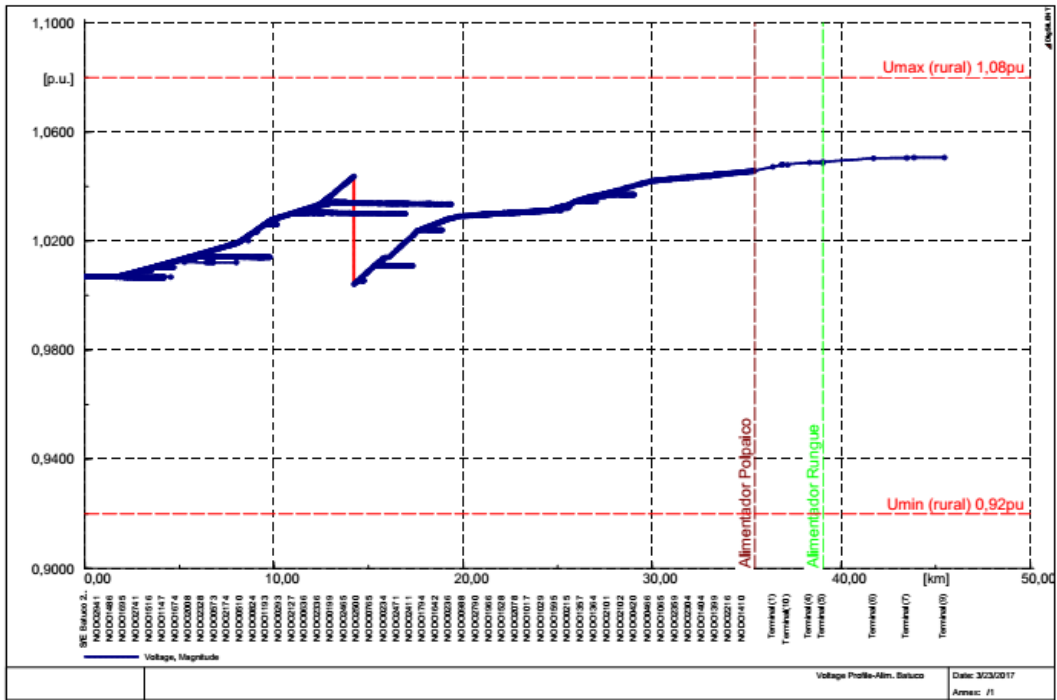


Ilustración 9-59 Caso 5-1E

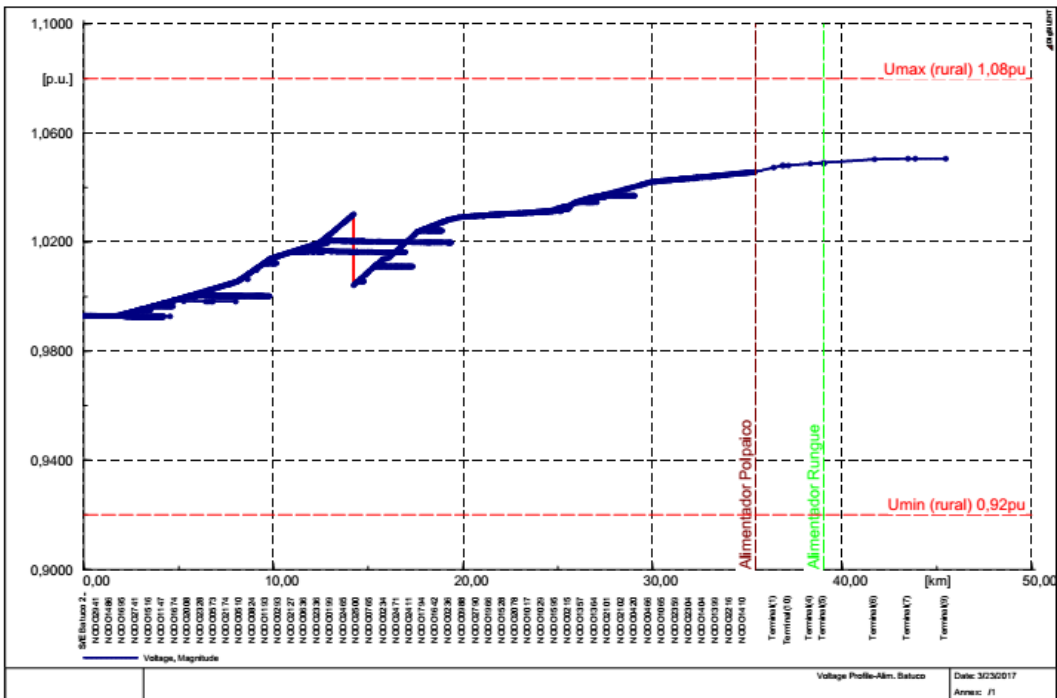
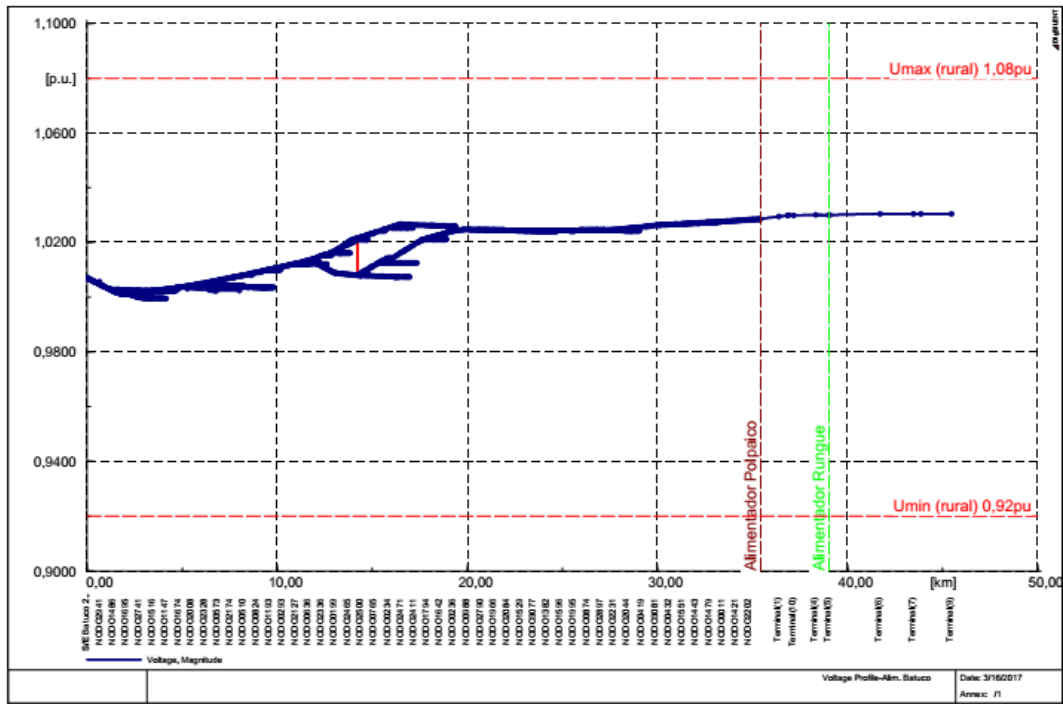
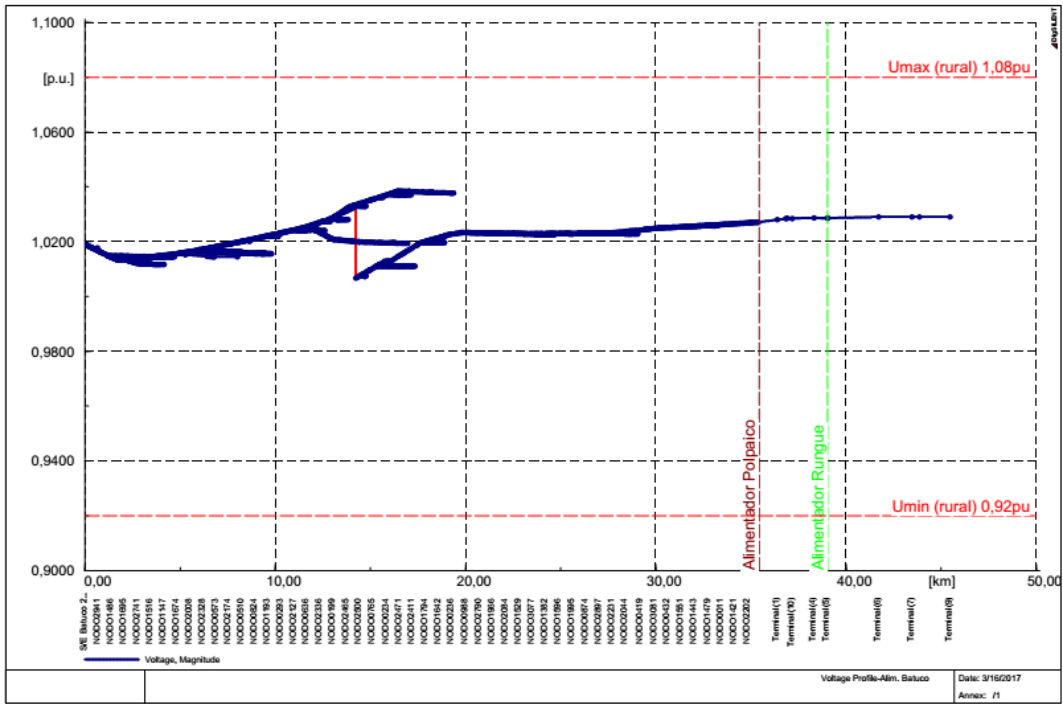


Ilustración 9-60 Caso 5-1F

9.2.7 Escenario 6



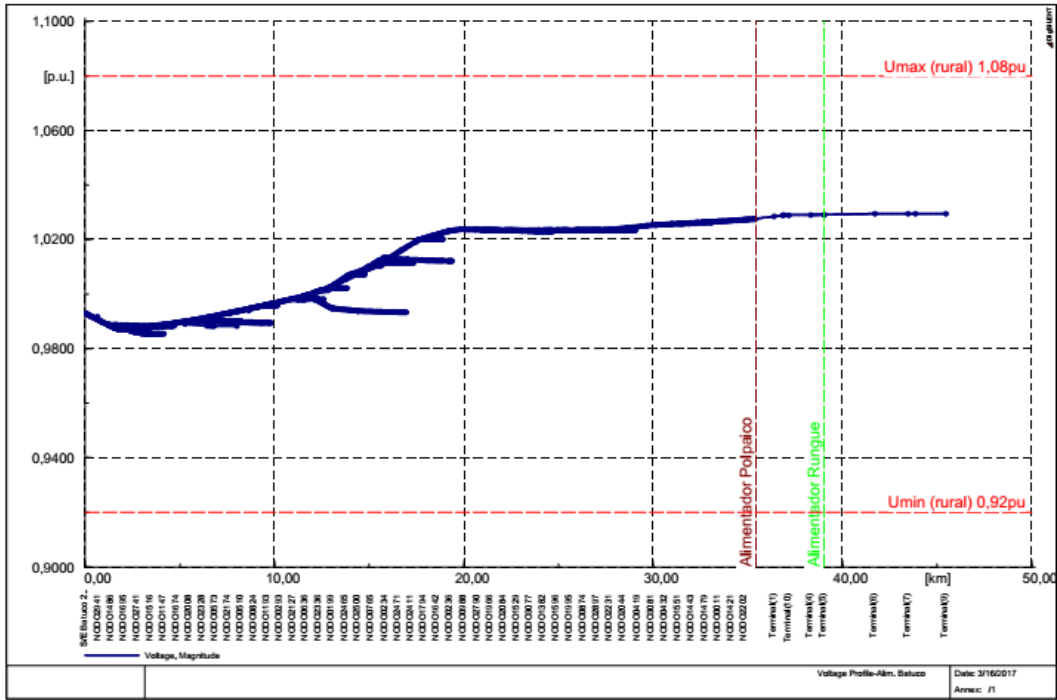


Tabla 9-8 Caso 6-1C

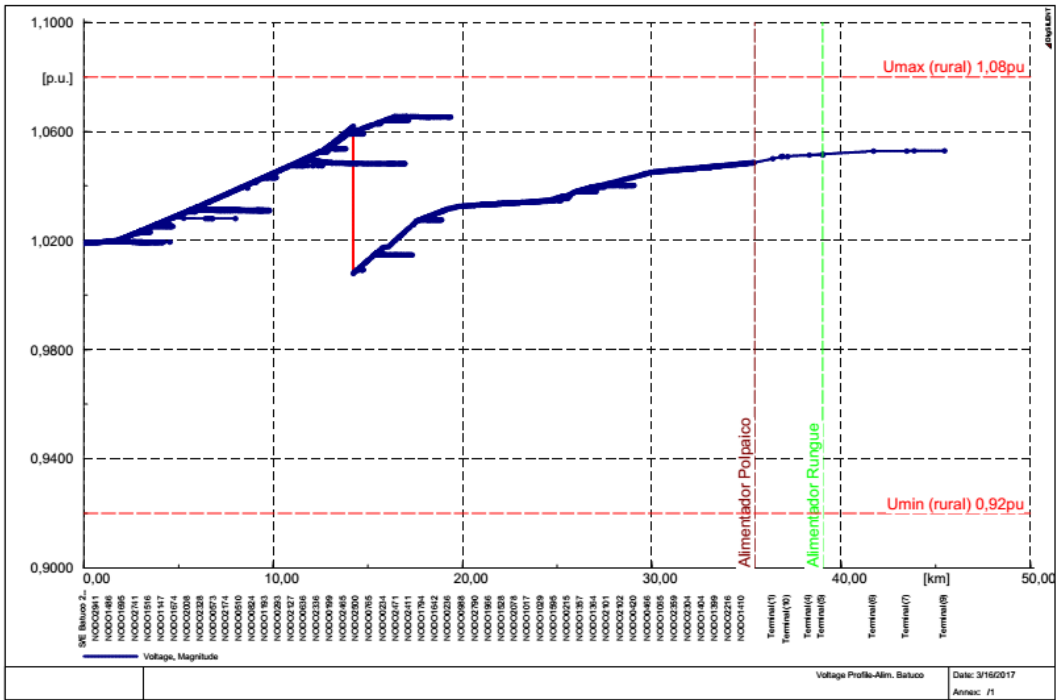


Ilustración 9-62 Caso 6-1D

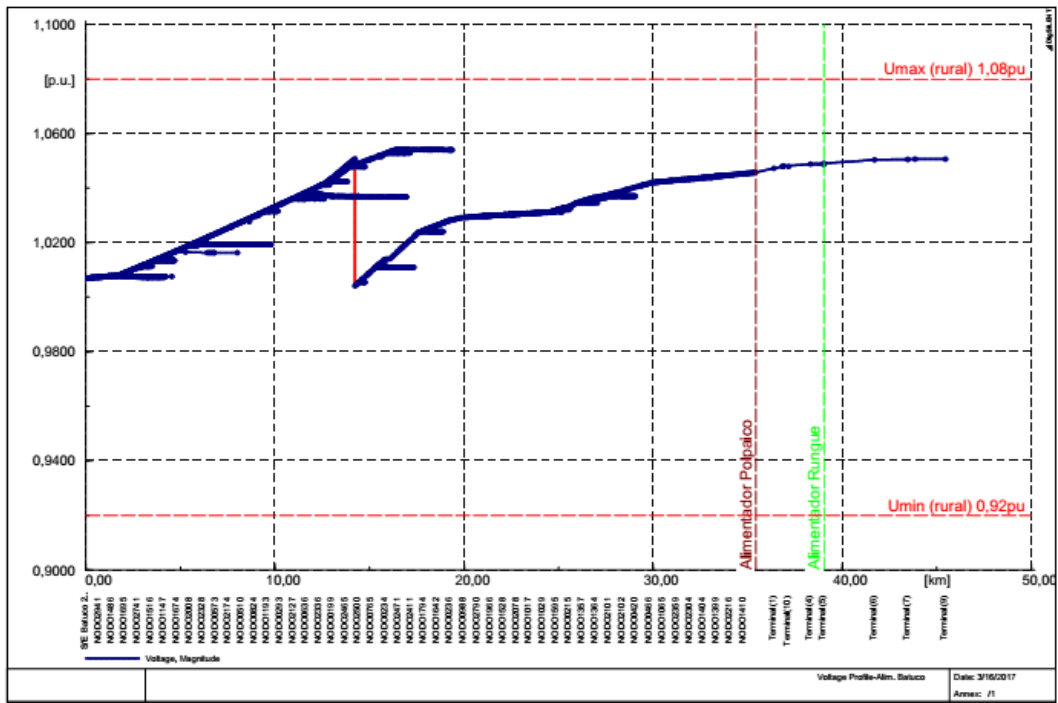


Ilustración 9-63 Caso 6-1E

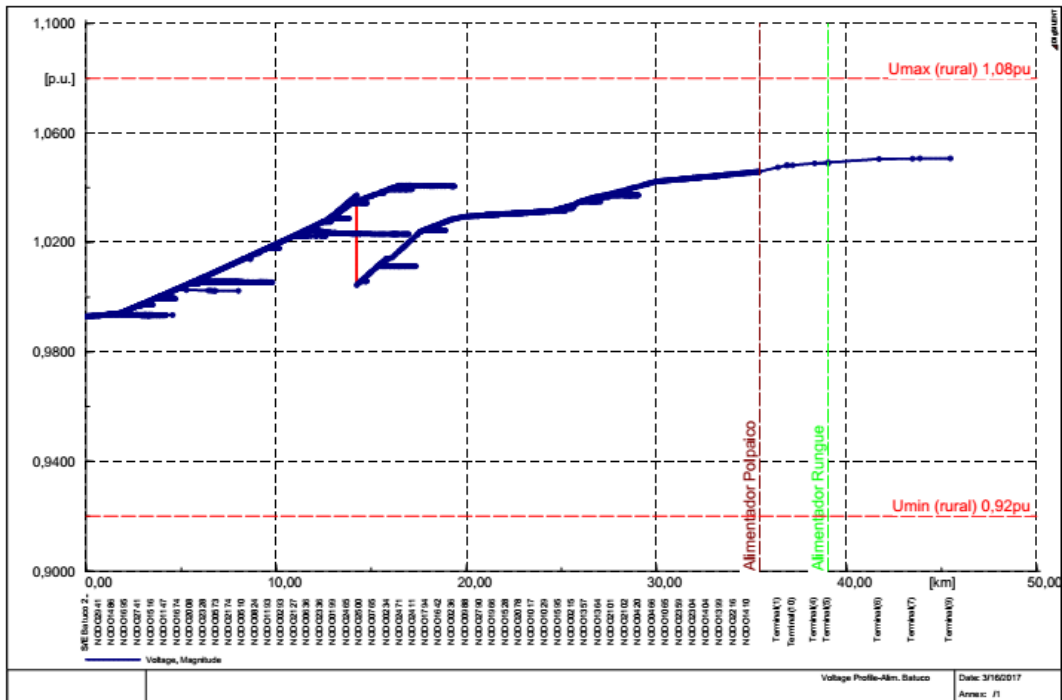


Ilustración 9-64 Caso 6-1F

10 Resumen Ejecutivo

Los proyectos de PMGD conectados a redes de media tensión eléctrica han tenido una moderada expansión desde la promulgación de la Ley hasta el presente año. La situación actual en Chile es que existen varios aspectos en la Normativa Técnica de Coordinación y Operación (en adelante NTCO) que no ayudan al despegue definitivo de esta tecnología. Entre los aspectos que se han detectado como dificultades, están los plazos de respuesta que hacen que los proyectos no puedan llevar a cabo su trámite de conexión satisfactoriamente.

Por un lado, existe una priorización por orden de llegada de los proyectos solicitados que ha producido que se forme una especie de “cola” de proyectos que quieren conectarse a los alimentadores y da la oportunidad a falsos proyectos de estancar la fluidez del proceso de proyectos reales.

Este problema es mayor cuando hay un gran número de PMGD aprobados. Esto porque el último en solicitar conexión es quien asume la mayor parte de los costos de adecuación que se requieren, sin siquiera estar completamente seguro que los demás PMGD aprobados se construirán. Debido a esto, muchos proyectos dejan de ser rentables y finalmente no se construyen.

Más aún, tomando el peor de los casos, es posible que ninguno de los proyectos con aprobación se construya, esto debido a que no existe un filtro que asegure que estos proyectos no sean del tipo “parásito” o proyectos presentados sólo para asegurar un cupo en el alimentador.

10.1 Objetivos

Identificar las barreras para la conexión de un PMGD existentes en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de media Tensión, el

Decreto Supremo 244 modificado y toda la normativa vigente en Chile respecto a los PMGD en media tensión.

El PMGD “Eléctrica Altos de TilTil SpA” es un caso real de que se encuentra en estudios eléctricos, además de que en el alimentador donde se emplaza este proyecto, existen otros 3 PMGD’s con ICC aprobada, por lo tanto es un caso de estudio que exactamente podría presentar PMGD’s fantasmas, para ello se buscará presentar alternativas a la formulación de costos de conexión, de acuerdo al artículo 32° de la NTCO.

Definir las adecuaciones necesarias en el alimentador para que el proyecto PMGD Eléctrica Altos de TilTil SpA pueda conectarse cumpliendo la normativa vigente para cada uno de los escenarios posibles.

Proponer alternativas al artículo n° 32 del Decreto Supremo 244 modificado en Julio del 2015, para facilitar la conexión a la red de proyectos definidos como “viables” dentro de los proyectos en cola dentro de un mismo alimentador, resguardando la seguridad y calidad de servicio.

10.2 Barreras dentro de la normativa actual.

10.2.1 Demora en los tiempos para obtener la información

El tiempo que demora una empresa distribuidora en proporcionar la información de sus alimentadores es extenso. Si se considera el tiempo que conlleva confeccionar el Formulario 1; más los quince días que toma la distribuidora en entregar el Formulario 2; a eso se le adiciona el tiempo confección del Formulario 3 y, además, si se suman los veinte días que tarda la empresa distribuidora en responder

el Formulario 4, se totaliza como mínimo 35 días hábiles para que el interesado en conectar un PMGD pueda conseguir sólo la información mínima necesaria de la red, y poder realizar los análisis de factibilidad del Proyecto.

10.2.2 Reservas de cupo por parte de proyectos fantasma

Existe un nivel importante de capacidad en los alimentadores de las redes de distribución que se encuentra reservada por proyectos que tienen aprobado su Informe de Costos de Conexión (ICC) y que finalmente no se construyen, lo cual obstaculiza la entrada en servicio de otros PMGD. Esto se debe principalmente a la prioridad relativa que toma el PMGD al obtener su ICC, y al tiempo de vigencia que tiene el mismo, lo cual se indica en el artículo 18 de la ley. Esto se puede observar además en las siguientes ilustraciones, una de la CNE y la otra de ENEL Distribución:

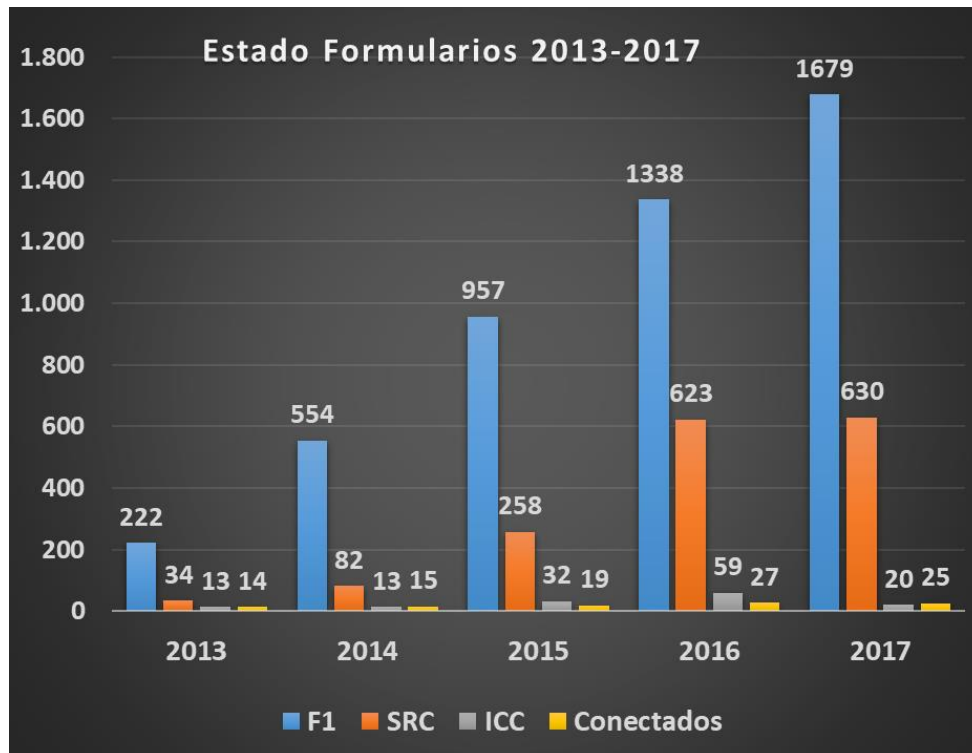


Ilustración 10-1 Estado de formularios 1, 3 y 7, con respecto a los conectados en ese periodo, fuente CNE.

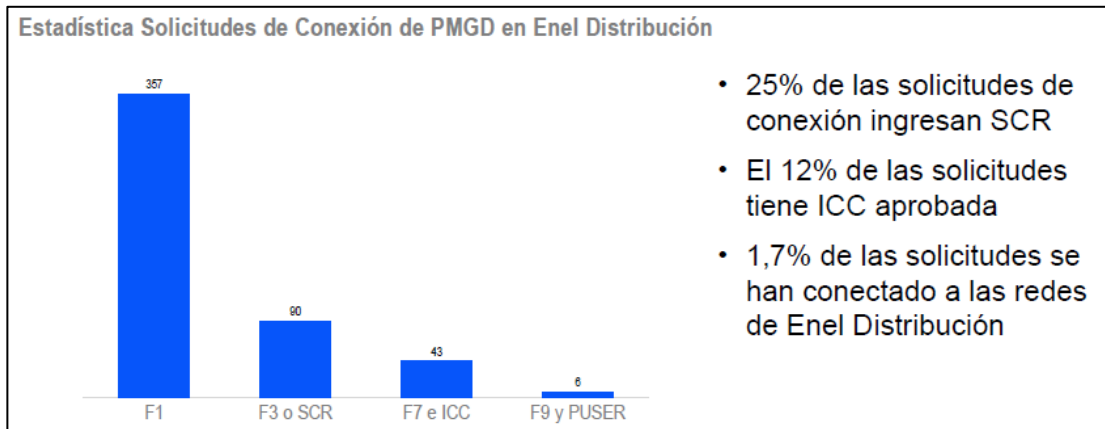


Ilustración 10-2 Caso Enel Distribución, elaboración Enel (4).

10.2.3 Diferencias y desactualización en la información entregada por las distribuidoras.

En la NTCO vigente no existe un formato estándar, ni un listado de la información mínima, mediante el cual las empresas distribuidoras proporcionen la información técnica de sus alimentadores, por lo tanto cuando envían la información de un formulario 4, es posible que esta no esté completa o esté desactualizada.

10.2.4 Problemas con los permisos ambientales.

Existe inflexibilidad en el artículo 18° del DS 244 para extender los plazos de ICC, cuando las causales de la prórroga estén ligadas a demoras en la tramitación de los permisos ambientales o la extensión del proceso de obtención de financiamiento, sólo se puede extender el plazo cuando ya se está construyendo el proyecto, y por ejemplo para el caso de TilTil, los permisos ambientales que eran parte de la Región Metropolitana, se llegaron a demorar más de 7 meses, dado que no tienen un plazo de respuesta establecido explícitamente por norma.

10.2.5 Forma de cálculo para factores de referenciación.

Este mecanismo de cálculo induce a distorsiones relevantes que afectan tanto a desarrolladores como a empresas distribuidoras. Los desarrolladores de PMGD indican que la variación del FR afecta en la evaluación económica del Proyecto, haciéndolos, en algunos casos, inviables al cambiar desde uno favorable (>1) a uno desfavorable (<1).

Por el lado de las distribuidoras, se indica que el FR no representa lo que sucede en el instante que se calcula. Por ejemplo, para el caso de los PMGD tipo mini-hidro el FR no coincide con la variabilidad hidrológica, es decir, si se presenta un año lluvioso precedido de uno seco, en este último tendrán menos inyecciones las centrales con este tipo de tecnología, haciendo que el FR sea mayor a uno, a diferencia de lo que está pasando en realidad con un año lluvioso, mayor inyección de energía y posibles aumentos en las pérdidas.

10.3 Simulación escenario real, al cual se enfrenta un PMGD

Eléctrica Altos de Til Til” es una planta fotovoltaica de 3 [MWp] de potencia la cual se encontrará ubicada en la comuna de Til Til, región Metropolitana, área de concesión de Enel Distribución, específicamente en el alimentador Batuco. Aquí existen 3 PMGD con ICC aprobada los cuales aún no se construyen. La topología de la conexión se puede observar en la siguiente ilustración:



Ilustración 10-3 Topología de la Red de MT donde se conectará el proyecto

De acuerdo a la información entregada por la distribuidora respecto al alimentador, y por la Minera con respecto a la carga al interior del empalme privado donde se emplazará el proyecto, se simuló mediante el software DigSILENT, el escenario actual del alimentador, sin la conexión del PMGD, obteniendo así que existen problemas de sobretensión y sobrecarga en los conductores de acuerdo a la normativa vigente, tal y como se puede observar en las siguientes ilustraciones

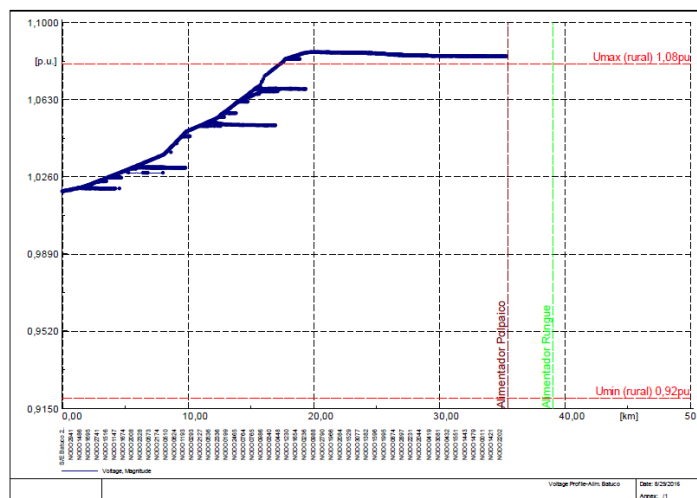


Ilustración 10-4 Escenario 10A, Tensión máxima, demanda mínima, generación máxima

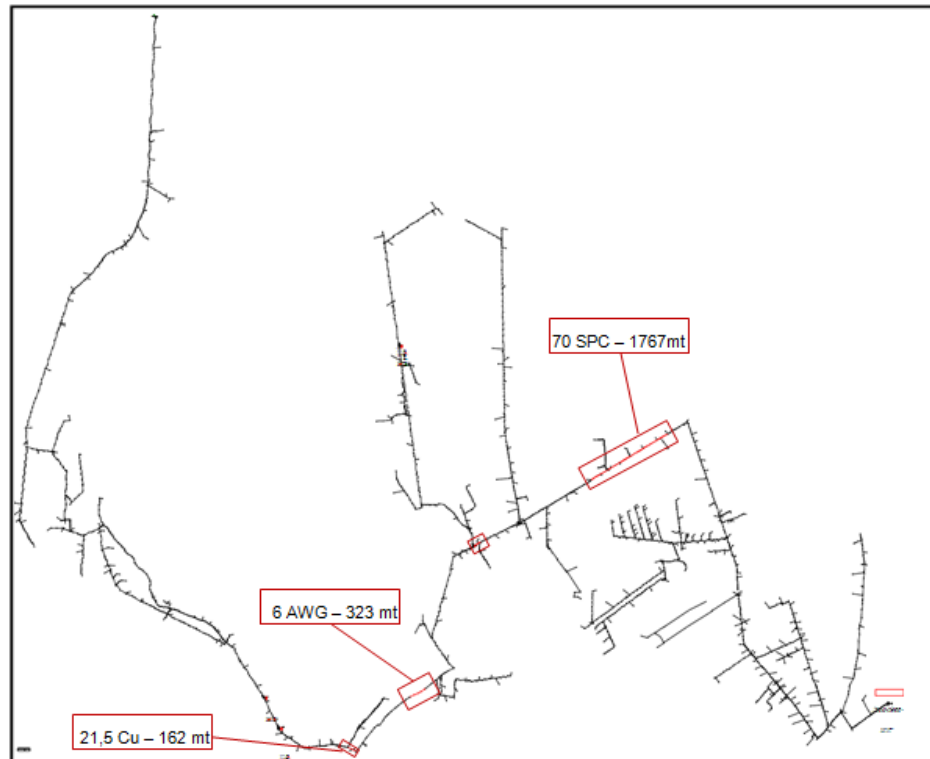


Ilustración 10-5 Cargabilidad del alimentador, para los escenarios A

Luego de esto, se simula el escenario en que todos los PMGD se encuentran conectados, tal y como lo describe la normativa vigente, estableciendo así que existen casos con subtensiones, sobretensiones y sobrecargas que se debiesen lograr solucionar mediante las adecuaciones necesarias, que son el cambio de conductores y un regulador de tensión.

Tipo Conductor	Largo[m]	Reemplazo
70 SPC*	1.722	185 SPC
21,5 Cu*	162	185 SPC
6 AWG	323	185 AL
70 Cu	1.767	185 AL
70 Cu	160	185 AL

Tabla 10-1 Cambio de conductores

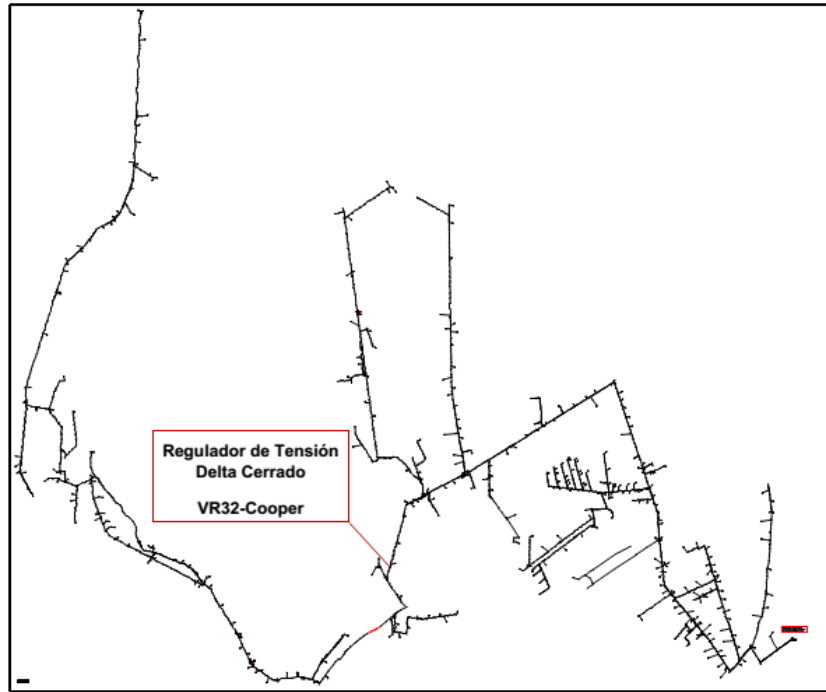


Ilustración 10-6 Referencia de ubicación Regulador de Tensión

Luego de esto, se simularon todos los escenarios posibles de conexión de los PMGD, en el caso de que alguno de ellos fuese un proyecto fantasma, los diferentes escenarios son los que se describen a continuación:

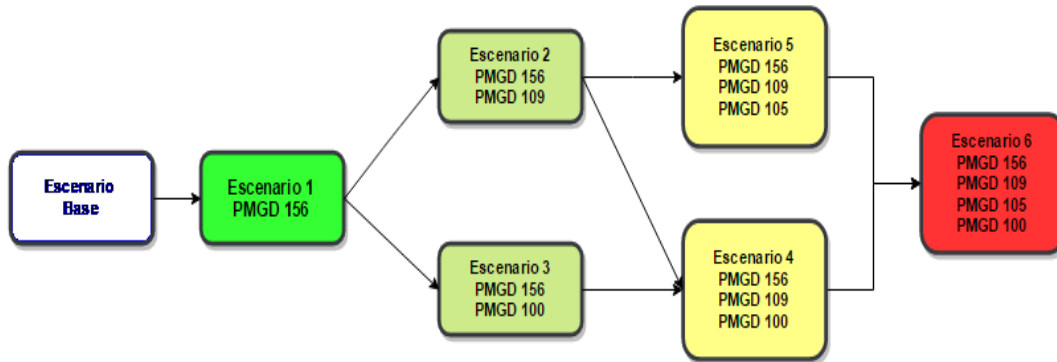
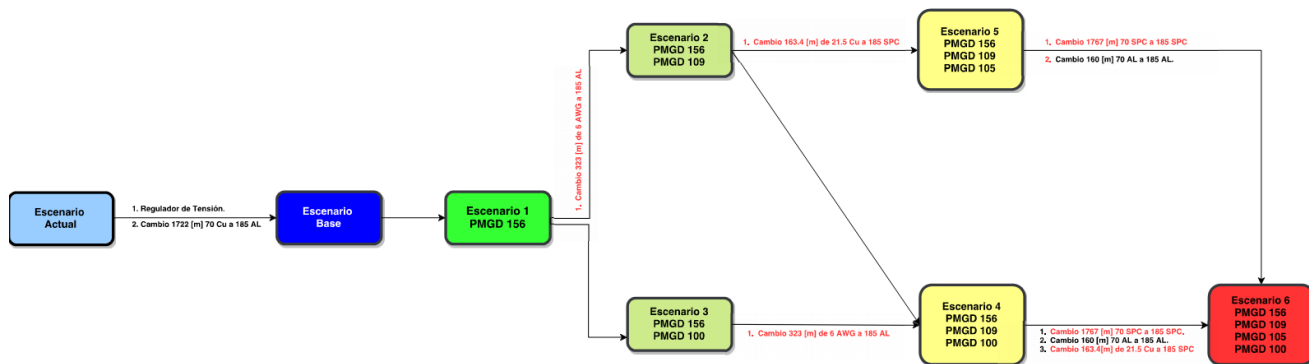


Ilustración 10-7 Escenarios posibles según conexión de PMGDs proyectados.

Al realizar las simulaciones de todos estos escenarios, se observa que las adecuaciones se activan de acuerdo a que PMGD's se construyen realmente, tal y como se muestra en la siguiente ilustración:



Finalmente se puede observar en base a las simulaciones de los diferentes escenarios, que los cambios a realizar en el alimentador a realizar son los siguientes según corresponda:

- Regulador de Tensión.
- Cambio de 1722 [m] de 70 Cu a 185 AL.
- Cambio de 160 [m] de 70 AL a 185 AL.

Ilustración 10-8 Diagrama de adecuaciones de acuerdo a como se presentan los escenarios.

En la Ilustración 5-19 las adecuaciones que aparecen en rojo, son adecuaciones que no corresponde las realice el PMGD de TilTil dado que esté este PMGD o no habría que realizarlas de igual manera.

10.4 Alternativas al artículo nº 32 del Decreto Supremo.

En primera instancia se revisa la experiencia internacional de cómo se toman los costos de adecuación de la red al conectarse un PMGD a las redes de media tensión de distribución, en resumen se obtiene la siguiente tabla:

País	¿Procedimiento de conexión con plazos extensos?	¿Quién paga la infraestructura para llegar a la red?	¿Quién paga ampliaciones y refuerzos de red?
Alemania	No, renovables prioritarios	PMGD	Operador de red

España	No, renovables prioritarios	PMGD	Operador de red
Reino Unido	No	PMGD	PMGD
Brasil	No, se elimina el ingreso individual de proyectos	PMGD con porcentaje de financiamiento estatal.	Operador de red
Guatemala	Si	PMGD	PMGD
Nueva Zelanda	No	PMGD	Operador de red
Chile	Si	PMGD	PMGD
Costa Rica	No	Operador de la red	Operador de la red

Ilustración 10-9 Resumen del capítulo 6.

Dado esto, y los resultados obtenidos en los capítulos anteriores, se proponen las siguientes alternativas.

10.4.1 Alternativa 1

Modifíquese el inciso quinto del artículo 32° del Decreto Supremo 244 como sigue:

“En dichos análisis la empresa distribuidora deberá considerar la existencia de los PMGD actualmente conectados a su red, así como aquellos que cuenten con un ICC vigente tomando en cuenta todos los escenarios posibles de conexión para estos proyectos que aún no se encuentran construidos. Para estos efectos, se considerará que la operación de estos PMGD se efectúa respetando los lineamientos y condiciones indicados en el contrato de conexión y operación suscrito entre el propietario del PMGD y la empresa distribuidora.”

En base a esta modificación, se propone también una modificación al artículo 33° del mismo, de la siguiente forma:

Modifíquese el artículo 33° como sigue:

“Artículo 33°: Si como resultado del informe de costos de conexión se establece que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la empresa distribuidora deberá proponer al propietario del PMGD alternativas para el pago de los costos de conexión de acuerdo a cada escenario de conexión respecto a los

proyectos con ICC aprobada considerados en caso de que ocurran de manera secuencial, en cuyo caso los costos serán activados por la entrada de estos. La respectiva empresa distribuidora deberá incluir las alternativas de pago en el correspondiente informe de costos de conexión, indicando el detalle de estos costos y el plazo de ejecución de las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD. Los plazos de ejecución de estas obras adicionales serán acordados entre las partes, las que en caso de desacuerdo podrán recurrir ante la Superintendencia. Los costos y plazos deberán ser presentados de acuerdo con el formato que establezca la NTCO.”

Con estas 2 modificaciones, el principal problema actual de los proyectos parásito se eliminaría dado que los costos estarían escalados, y el propietario del PMGD que se encuentra último en la cola del alimentador, el cual debe considerar a todos los anteriores, sabría cuánto habría que pagar si es que realmente estos proyectos parásitos se construyeran. Además, al escalar los costos, si no se construye ninguno de los anteriores proyectos, el PMGD que sí se construyó es prácticamente como si hubiese estado al frente en la cola del alimentador.

10.4.2 Alternativa 2

En base a la experiencia de los demás países, se propone que la distribuidora realice las adecuaciones y las costee. Dada que es la propietaria de las estructuras de distribución, una vez ejecutadas las adecuaciones podrá asumirlas en el estudio del Valor Agregado de Distribución (VAD) y así cobrar por estas estructuras de manera solidaria.

Por lo tanto, para que esto se haga efectivo, el artículo 33° debería modificarse de la siguiente manera:

Modifíquese el artículo 33° como sigue:

“Artículo 33°: Si como resultado del informe de costos de conexión se establece que el costo de red con PMGD supera al costo de red sin PMGD, la empresa distribuidora deberá costear estas adecuaciones siempre y cuando estas sean técnicamente admisibles, y sólo en este caso deberá aumentar sus peajes de distribución de manera eficiente con el fin de sustentar estos costos de adecuación de la red.

La respectiva empresa distribuidora deberá incluir el plazo de ejecución de las obras adicionales necesarias para la conexión o modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación del PMGD. Los costos y plazos deberán ser presentados de acuerdo con el formato que establezca la NTCO.”

Si bien esta propuesta es bastante superficial, dado que podrían existir problemáticas como quien sería el que auditaría que los costos de conexión que serán traspasados a los peajes de distribución sean los correctos, puede ser una solución viable dado que la distribuidora siempre buscará un costo eficiente en sus obras con el fin de lograr una red que cumpla con la norma técnica de seguridad y calidad de servicio en distribución.

10.5 Principales conclusiones:

Dado los resultados de esta memoria, se puede definir que es necesaria una adecuación a la formulación de los costos de conexión, esto dado que si se hubiese realizado el estudio tal cual como lo solicita la Norma, se habría incurrido en gastos totalmente mayores a los que corresponde por la entrada del PMGD TiTil.

Si bien, en el caso que todos los proyectos se construyan, se produce una gran diferencia entre las adecuaciones que se deberían realizar si estos no se construyen finalmente y son proyectos fantasma o que no consiguieron los permisos.

Por último, gracias a los resultados, se comprueba que realmente algunas de las adecuaciones debían realizarse antes de que entrara el PMGD, este problema principalmente se debe a que la norma antes de la modificación, permitía que se pudieran cargar los conductores sin alcanzar el 100 % del límite térmico, ahora con la modificación sólo se puede alcanzar el 85 %, por lo tanto, si se toma en cuenta esto, se podrá llegar a un acuerdo con la distribuidora para lograr un resultado óptimo para ambas partes.

10.6 Comentario final, no se toma en cuenta como parte de la memoria.

Esta propuesta de escalar los costos de conexión se propuso en conjunto con eléctrica altos de til til a la distribuidora, y ellos la aceptaron, hoy en día el proyecto está por entrar en operación y ninguno de los proyectos PMGD con ICC aprobada se conectó, por lo tanto se logró reducir al mínimo posible los costos de adecuación ya que solo fue necesario los del escenario base.

Se utilizó esta misma metodología en otro caso real, también en Til Til pero conectándose en el alimentador Polpaico, y se logró que no hubiesen costos de adecuación ya que tampoco ninguno de los demás proyectos se conectó. Esto quiere decir que el problema de los proyectos fantasma es real y esta alternativa está funcionando al menos como una solución parcial.